Nicht-intendierte Outputs bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle

vorgelegt von
Diplom-Ingenieurin
Tina Bielig
aus Berlin

von der Fakultät III - Prozesswissenschaften
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktorin der Ingenieurwissenschaften
- Dr.-Ing. -

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr. rer. nat. W. Rotard
Gutachter: Prof. Dr.-Ing. H. Z. Kuyumcu
Prof. Dr. C. Drebenstedt

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 16. April 2010

Berlin 2010
D 83

ISBN 978-3-7983-2232-5 (Druckausgabe)

ISBN 978-3-7983-2234-9 (Online-Version)

Bildnachweis Umschlagseite: Bundesverband Braunkohle DEBRIV, 2010

Druck/Printing: Endformat Gesellschaft für gute Druckerzeugnisse mbH
Köpenicker Str. 187-188, 10997 Berlin-Kreuzberg

Vertrieb/Publisher: Universitätsverlag der TU Berlin
Universitätsbibliothek
Fasanenstraße 88 (im VOLKSWAGEN-Haus), D-10623 Berlin
Tel.: (030) 314 76 131; Fax: (030) 314 76 133
E-Mail: publikationen@ub.tu-berlin.de
http://www.univerlag.tu-berlin.de

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Prozess- und Verfahrenstechnik, Fachgebiet Mechanische Verfahrenstechnik und Aufbereitung der Fakultät III der Technischen Universität Berlin.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Professor Dr.-Ing. Halit Z. Kuyumcu für seine wertvollen Anregungen und seine freundliche Unterstützung meiner Arbeit.

Herrn Professor Dr. Carsten Drebenstedt danke ich für die Begutachtung meiner Arbeit und das entgegengebrachte Interesse. Herrn Professor Dr. rer. nat. Wolfgang Rotard danke ich für die Übernahme des Vorsitzes im Promotionsausschuss.

Bedanken möchte ich mich ebenfalls bei den Studentinnen und Studenten, die durch ihre Diplom- und Studienarbeiten einen wichtigen Beitrag zu dieser Arbeit geleistet haben.

Mein herzlicher Dank gilt allen Kollegen am Fachgebiet Mechanische Verfahrenstechnik und Aufbereitung, die mich immer wieder motiviert haben und damit wesentlich zum Gelingen der Arbeit beigetragen haben.

Meiner Familie und meinen Freunden danke ich ganz besonders für ihre tatkräftige Unterstützung während der gesamten Zeit meiner Tätigkeit am Fachgebiet Mechanische Verfahrenstechnik und Aufbereitung, für ihr Verständnis und ihre Geduld, sich immer wieder Probleme anhören zu müssen, mit denen sie eigentlich gar nichts zu tun hatten.

Tina Bielig

Kurzfassung

Für die Aktivitäten im Zusammenhang mit der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle werden Landflächen in Anspruch genommen, Betriebsmittel eingesetzt und Energie verbraucht. Betriebsbegleitend werden Stoff- und Energieströme wie Abraum, Grubenwasser, Staub, Abgas, Asche, Gips, Energie, Kühlwasser, Abwasser, Kühl- und Schmiermittelverluste etc. freigesetzt. Diese Stoff- und Energieströme sind bezüglich ihrer Funktion in der Rohstoff- und Energieversorgungskette fast immer ohne Bedeutung. Sie sind nicht die Produktionsziele des Bergbaus und der Stromerzeugung. Sie sind in der Regel belastend in ihren ökonomischen und ökologischen Auswirkungen, sie sind nicht-intendiert. Die Kenntnis der Quantitäten und Qualitäten dieser nicht-intendierten Outputs in Abhängigkeit von den einzelnen Prozessen und deren Parametern ist die Voraussetzung für technisch-wirtschaftliche Maßnahmen zu ihrer Beeinflussung.

In der vorliegenden Arbeit wird eine Methodik zur Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle vorgestellt. Dieser Methodik liegt ein ganzheitlicher Ansatz zu Grunde, der auf einer umfassenden technischen und wirtschaftlichen Analyse von Stoff- und Energiestromsystemen beruht. Ein hierarchisch strukturiertes Systemmodell ermöglicht die prozessgenaue Zuordnung der Stoff- und Energieströme. Zur Beschreibung der Stoff- und Energiewandlungen in den einzelnen Prozessen werden mathematische Prozessmodelle aufgestellt. Für die Abbildung des Gesamtsystems als Stoff- und Energiestromnetz und die Berechnung unbekannter Stoff- und Energieströme in Abhängigkeit definierter Modellparameter wird die Software Umberto verwendet.

Die Systemanalyse und die Untersuchung der Rahmenbedingungen für die Gewinnung und Verstromung von Braunkohle in Deutschland zeigen ein komplexes Gesamtsystem mit zahlreichen Einflussfaktoren auf. Am Beispiel der bergbaulichen Gewinnung im Tagebaubetrieb mit Förderbrückentechnologie und Grubenwasserreinigung sowie am Beispiel der Verstromung in einem konventionellen Dampfkraftwerk mit der Möglichkeit der nachgeschalteten Abscheidung und Verdichtung von Kohlendioxid werden die relevanten nicht-intendierten Outputs ermittelt und zu charakteristischen Kennzahlen zusammengefasst. Die Ergebnisse für zwei Fallbeispiele zeigen, dass fast die 1,8-fache Menge an gleichwertiger Braunkohle abgebaut, gefördert und verstromt werden müsste, um unter Berücksichtigung der Abscheidung und Verdichtung von Kohlendioxid denselben Betrag an elektrischer Energie bereitstellen zu können wie ohne die Berücksichtigung der Abscheidung und Verdichtung von Kohlendioxid im Gesamtsystem. Die nicht-intendierten Outputströme vergrößern sich dadurch erheblich.

Bei Vorliegen hinreichend großer Datenmengen lassen sich im Sinne eines Benchmarkings anhand der berechneten Kennzahlen beliebige Prozesse der bergbaulichen Gewinnung und der Verstromung bis hin zu ganzen Betrieben untereinander vergleichen. Daraus können Handlungsoptionen bezüglich der Technikauswahl und der betrieblichen Praxis abgeleitet werden, z.B. mit dem Ziel der Kostensenkung, der Emissionsvermeidung oder der Ressourcenschonung. Ferner ist es möglich, für einen konkreten Standort Optimalitätskriterien in Bezug auf die Beeinflussung der Betriebskosten und der Folgekosten des Bergbaus oder zur Verbesserung der Akzeptanz der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle insgesamt abzuleiten.

Abstract

For the activities of the lignite mining and the power generation from lignite land is occupied and equipment and energy are used. During operation various material and energy flows such as overburden, mine water, dust, exhaust air, ash, gypsum, energy, cooling water, waste water, coolant and lubricant losses etc. are released. The released material and energy flows are nearly always without value in the raw material supply chain and in the electric power supply chain. They are not the production targets of the mining industry and the power generation industry. Instead, they usually have negative effects on the economy and ecology and are, therefore, referred to as non-intended. The knowledge of the quantities and qualities of these non-intended outputs as a function of the individual processes and their parameters is the basis for technical and economical measures to affect them.

In this thesis a methodology for the acquisition and assessment of the material and energy flows in the lignite mining and the power generation from lignite is presented. The methodology is based on an integrated approach due to the comprehensive technical and economic analysis of material and energy flow systems. A hierarchical system structure allows the precise assignment of the material and energy flows to the individual processes. Mathematical process models were deduced to characterise the chemical change of materials and the conversion of energy during processes. For modelling the overall system as a material and energy flow network and for calculating unknown material and energy flows in dependence on defined model parameters the software Umberto is used.

The system analysis and the investigation of the general conditions for the lignite mining and the power generation in lignite-fired power plants in Germany show a complex overall system with many influencing factors. Using the example of mining in an opencast mine with conveyor bridge technology and mine water treatment together with the example of power generation in a conventional steam plant with the option of post combustion carbon dioxide capture and compression all the relevant non-intended outputs are determined and aggregated to characteristical indicators. The results of two case studies show that the quantity of equal lignite mined, conveyed and converted to electricity had to be nearly 1.8 times larger to produce the same amount of electrical power considering post combustion carbon dioxide capture and compression than without considering post combustion carbon dioxide capture and compression in the overall system. Thus the non-intended output flows significantly increase.

If the necessary data is available for several systems the calculated indicators can be used for the purpose of a benchmarking to compare individual processes of the lignite industry or complete systems from mining to power generation to each other. Then appropriate measures can be derived for the choice of techniques and for operational practice, e.g. to reduce the costs, control emissions or save resources. Furthermore, it is possible to find criteria related to a specific site in order to optimise the operating and follow-up costs of mining or to increase the acceptance of the lignite industry in general.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 1

2 Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs in Bergbaubetrieben 3

2.1 Methodische Vorgehensweise 3

2.1.1 Systemanalyse 4

2.1.2 Stoff- und Energieströme 6

2.1.3 Modellbildung 8

2.1.4 Datenerfassung und Datenmanagement 9

2.1.5 Berechnung der nicht-intendierten Outputs 9

2.1.6 Bewertung der nicht-intendierten Outputs 9

2.2 Andere Bewertungsansätze 11

2.2.1 Ökologieorientierte Bewertungsmethoden 11

2.2.2 Bewertung der Landnutzung 13

2.2.3 Ökonomisch orientierte Bewertungsmethoden 14

2.2.4 Kennzahlen und Kennzahlensysteme 16

2.2.5 Methodenvergleich 17

2.3 Schlussfolgerungen für die Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle 18

2.3.1 Zur Modellbildung 18

2.3.2 Zur Bewertung 19

3 Beschreibung des Gesamtsystems „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ 21

3.1 Energierohstoff Braunkohle 21

3.2 Lagerstätten und Braunkohlenreviere in Deutschland 25

3.3 Kontinuierliche Tagebautechnik 28

3.3.1 Definition und Voraussetzungen 28

3.3.2 Bagger-Band-Absetzer-Systeme 30

3.3.3 Direkt-Versturz-Systeme 31

3.4 Hauptprozesse im Tagebaubetrieb 32

3.4.1 Abbau/Gewinnung 33

3.4.2 Förderung 33

3.4.3 Verkippen 34

3.4.4 Wasserwirtschaft 34

3.4.5 Emissionsvermeidung 37

3.4.6 Flächeninanspruchnahme 37

3.5 Braunkohlenkraftwerke ... 38
3.5.1 Konventionelle Dampfkraftwerke ... 38
3.5.2 Zukunftsorientierte Kraftwerkskonzepte ... 39
3.6 Hauptprozesse beim Betrieb eines Dampfkraftwerks ... 41
3.6.1 Brennstoffaufbereitung ... 41
3.6.2 Feuerung ... 42
3.6.3 Dampferzeugung ... 42
3.6.4 Energieumwandlung in der Turbogruppe ... 43
3.6.5 Kondensation und Kühlung ... 43
3.6.6 Rauchgasreinigung ... 44
3.6.7 CO_2-Abscheiden ... 46
3.6.8 CO_2-Verdichten ... 47
3.7 Rechtliche Rahmenbedingungen ... 48
3.7.1 Europäische Gesetzgebung ... 48
3.7.2 Nationale Gesetzgebung ... 50
4 Strukturierung und Abgrenzung des Systems ... 57
4.1 Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ ... 57
4.2 Teilsystem „bergbauliche Gewinnung“ ... 57
4.3 Teilsystem „Verstromung“ ... 57
4.4 Systemgrenzen ... 58
5 Systemtechnische Grundlagen und Modellbildung ... 61
5.1 Das Gesamtsystem als Stoff- und Energiestromnetz ... 62
5.1.1 Beschreibung der Modellierungssoftware ... 62
5.1.2 Darstellung als Stoff- und Energiestromnetz ... 64
5.1.3 Berechnung von Stoff- und Energiestromnetzen ... 65
5.1.4 Präsentation der Ergebnisse ... 66
5.1.5 Fazit ... 67
5.2 Tagebaubetrieb ... 68
5.2.1 Stoff- und Energiestromnetz ... 68
5.2.2 Prozessmodelle ... 72
5.2.2.1 Vorschnitt und Brückenbetrieb ... 72
5.2.2.2 Grubenbetrieb ... 73
5.2.2.3 Betrieb der Hilfsgeräte und Fahrzeuge mit Dieselantrieb ... 74
5.2.2.4 Zugförderung ... 75

5.2.2.5 Filterbrunnenentwässerung 75
5.2.2.6 Oberflächenentwässerung 76
5.2.3 Inputs und Outputs im Tagebaubetrieb 76
5.3 Grubenwasserreinigung 77
5.3.1 Stoff- und Energiestromnetz 77
5.3.2 Prozessmodelle 80
5.3.2.1 Zulauf und Druckbelüftung 80
5.3.2.2 Mikrobiologische Eisen(II)-Umwandlung 81
5.3.2.3 Chemische Eisen(II)-Oxidation durch Neutralisation und Belüftung 82
5.3.2.4 Kalkmilchaufbereitung 85
5.3.2.5 Flockung und Sedimentation 86
5.3.2.6 Ablauf und Förderung 87
5.3.3 Inputs und Outputs bei der Grubenwasserreinigung 89
5.4 Kraftwerksbetrieb 90
5.4.1 Stoff- und Energiestromnetz 90
5.4.2 Prozessmodelle 92
5.4.2.1 Bekohlung 92
5.4.2.2 Feinzerkleinerung 93
5.4.2.3 Verbrennung 94
5.4.2.4 Luftvorwärmung 98
5.4.2.5 Dampferzeugung 100
5.4.2.6 Speisewasservorwärmung 103
5.4.2.7 Energieumwandlung in der Turbogruppe 105
5.4.2.8 Bereitstellen von Elektroenergie 107
5.4.2.9 Kondensation 109
5.4.2.10 Kühlung 110
5.4.2.11 Rauchgasreinigung 111
5.4.3 Inputs und Outputs beim Kraftwerksbetrieb 115
5.5 CO_2-Abscheiden und Verdichten 117
5.5.1 Stoff- und Energiestromnetz 117
5.5.2 Prozessmodelle 117
5.5.2.1 CO_2-Abscheiden 117
5.5.2.2 CO_2-Verdichten 119
5.5.3 Inputs und Outputs beim Abscheiden und Verdichten von CO_2 119

6 Fallbeispiele für die Berechnung nicht-intendierter Outputs bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle 121
6.1 Braunkohlentagebau mit Direkt-Versturz-System 121
6.1.1 Allgemeine Beschreibung 121
6.1.2 Modellparameter 123
6.1.3 Ergebnisse 124
6.2 Grubenwasserreinigung 126
6.2.1 Allgemeine Beschreibung 126
6.2.2 Modellparameter 127
6.2.3 Ergebnisse 129
6.3 Verstromung in einem konventionellen Dampfkraftwerk 131
6.3.1 Allgemeine Beschreibung 131
6.3.2 Modellparameter 131
6.3.3 Ergebnisse 136
6.4 CO_2-Abscheiden und Verdichten 139
6.4.1 Allgemeine Beschreibung 139
6.4.2 Modellparameter 140
6.4.3 Ergebnisse 140
6.5 Auswertung und Diskussion 141
7 Zusammenfassung und Ausblick 147
8 Literaturverzeichnis 149
9 Abbildungsverzeichnis 161
10 Tabellenverzeichnis 163
11 Symbolverzeichnis 165
12 Anhang 169
12.1 Kennzahlen für die Auswertung 169
12.2 Übersicht über die Subsysteme und Elemente für das Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ 177

1 Einleitung

In der vorliegenden Arbeit wird eine Methodik zur Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle entwickelt. Dieser Methodik liegt ein ganzheitlicher Ansatz zu Grunde, der auf einer umfassenden technischen und wirtschaftlichen Analyse von Stoff- und Energiestromsystemen beruht. Ein hierarchisch strukturiertes Systemmodell ermöglicht die prozessgenaue Zuordnung von Stoff- und Energieströmen. Das Systemmodell wurde zuerst für Bergbaubetriebe erstellt, die bergbauliche Gewinnung und Aufbereitung umfassen.

Für die Aktivitäten im Zusammenhang mit der bergbaulichen Rohstoffgewinnung werden Landflächen in Anspruch genommen, Betriebsmittel eingesetzt und Energie verbraucht. Betriebsbegleitend werden erhebliche Stoff- und Energieströme freigesetzt, wie z.B. Abraum, Grubenberge, Grubenwasser, Staub, Abluft, Abgase, Aufbereitungsrückstände, Abwärme, Abwasser, Abrieb, Kühl- und Schmiermittelverluste. Diese Stoff- und Energieströme sind bezüglich ihrer Funktion in der Rohstoffversorgungskette fast immer ohne Bedeutung und bilden nicht das Produktionsziel des Bergbaus. Sie sind in ihren ökonomischen und ökologischen Auswirkungen meist belastend, sie sind nicht-intendiert. Sie verursachen zu ihrer Bewältigung technische und organisatorische Maßnahmen, die mit erheblichem betriebswirtschaftlichen Aufwand, in bestimmten Fällen durch Flächeninanspruchnahme und die Folgebelastung der Altlastensanierung sogar mit volkswirtschaftlichem Aufwand verbunden sein können. Die Kenntnis der Quantitäten und Qualitäten der nicht-intendierten Outputs in Abhängigkeit von den Prozessen und deren Parametern ist die Voraussetzung für technisch-wirtschaftliche Maßnahmen zu ihrer Beeinflussung. [Bielig et al., 2005]

Die Gewinnung der Braunkohle, die in den deutschen Braunkohlenrevieren ausschließlich im Tagebaubetrieb erfolgt, lässt sich mit dem bestehenden Systemmodell für Bergbaubetriebe abbilden. In der vorliegenden Arbeit wird ein weiteres Teilsystem in das Systemmodell integriert, das die Verstromung der Braunkohle inklusive zukunftsfähiger Technologien zur Abscheidung und Verdichtung von Kohlendioxid (CO_2) berücksichtigt. Im Vordergrund steht dabei eine prozessorientierte Vorgehensweise. Die Erfassung der nicht-intendierten Outputs ist die Voraussetzung für ihre Bewertung. Damit können Ansatzpunkte für Maßnahmen zur Vermeidung, Verminderung, Behandlung, Entsorgung und/oder Nutzung nicht-intendierter Outputs aufgezeigt werden.

In Kapitel 2 der Arbeit wird die allgemeine Methodik zur Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs in Bergbaubetrieben beschrieben. Dazu werden die einzelnen, aufeinander abgestimmten Schritte der Vorgehensweise erläutert. Außerdem werden die etablierten Methoden zur Bewertung von Stoff- und Energieströmen in ökologischer und ökonomischer Hinsicht vorgestellt. Am Ende des 2. Kapitels werden Schlussfolgerungen für die Erfassung und Bewertung der nicht-intendierten Outputs bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle gezogen.

Kapitel 3 gibt einen allgemeinen Überblick über die Gewinnung und Verstromung von Braunkohle in Deutschland und die dafür bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen. Dabei wird auf die Bedeutung der Braunkohle für die Stromversorgung in Deutschland eingegangen. Außerdem werden die deutschen Braunkohlenreviere vorgestellt und die dort eingesetzten Technologien für einen kontinuierlichen Abbau und eine kontinuierliche Förderung der Braunkohle. Weiterhin werden neue Konzepte erläutert, mit denen die Stromerzeugung aus Kohle umweltverträglicher, d.h. insbesondere weniger klimaschädigend werden soll.

In Kapitel 4 wird das neue Teilsystem definiert, mit dem die Verstromung der Braunkohle in das Gesamtsystem einbezogen wird. Außerdem wird das Gesamtsystem abgegrenzt und seine Struktur beschrieben.

Kapitel 5 beschäftigt sich mit den systemtechnischen Grundlagen zur Beschreibung des Gesamtsystems und der Modellbildung auf der Grundlage der Struktur von Petri-Netzen. Weiterhin werden die zur prozessweisen Berechnung der nicht-intendierten Outputs bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle entwickelten mathematischen Modelle und Modellparameter vorgestellt.

In Kapitel 6 wird die Anwendung der entwickelten Methodik untersucht. Für zwei Fallbeispiele werden die nicht-intendierten Outputs, die bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle entstehen, berechnet. Abschließend fasst Kapitel 7 die Ergebnisse der Arbeit zusammen.

2 Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs in Bergbaubetrieben

Über die Methodik zur Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs in Bergbaubetrieben und ihre Anwendung im Kupfererzbergbau sowie in der Steinkohlengewinnung und -aufbereitung wurde bereits an anderer Stelle berichtet. Die Methodik wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit konkretisiert und auf die Gewinnung und Verstromung von Braunkohle erweitert.

2.1 Methodische Vorgehensweise

Abbildung 1 fasst die einzelnen Schritte zur Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs zusammen.

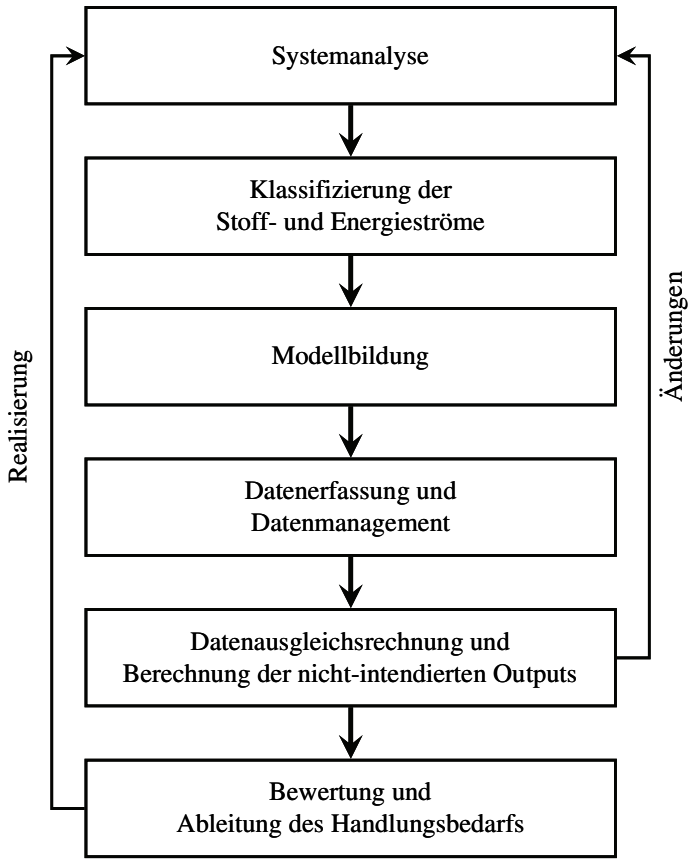


Abbildung 1: Vorgehensweise nach [Bielig et al., 2007]

Bei der Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs wird im ersten Schritt das zu untersuchende Gesamtsystem analysiert und in einer hierarchischen Systemstruktur abgebildet. In die Systemanalyse werden alle relevanten Prozesse eines Bergbaubetriebes einbezogen. Dabei erfolgt die Zuordnung der auftretenden Stoff- und Energieströme zu den Prozessen. Im zweiten Schritt werden die Stoff- und Energieströme klassifiziert und die nicht-intendierten Outputs identifiziert. Im Anschluss daran wird unter Einbeziehung der Systemstruktur sowie der Stoff- und Energieströme ein Modell für das Gesamtsystem aufgestellt. Im nächsten Schritt werden sämtliche verfügbare Daten erfasst. Dazu gehören die Inputs und Outputs der einzelnen Prozesse, ihre Betriebs- und Steuerungsparameter sowie Kostenangaben.

Da im Regelfall nicht für alle Stoff- und Energieströme im Gesamtsystem Messwerte zur Verfügung stehen bzw. die aufgenommenen Messwerte fehlerbehaftet sein können, müssen inkonsistente Messwerte ergänzt bzw. korrigiert werden. Die Ergebnisse der Berechnungen werden (prozessweise) als Stoff- und Energiestrombilanzen dargestellt. Im Anschluss daran erfolgt die Bewertung der nicht-intendierten Outputs. Daraus wird abschließend der Handlungsbedarf abgeleitet. Nach Möglichkeit werden Maßnahmen zur Vermeidung bzw. Verminderung nicht-intendierter Outputs vorgeschlagen. In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Schritte der Methodik vorgestellt.

2.1.1 Systemanalyse

Im Rahmen der Erfassung und Bewertung der nicht-intendierten Outputs werden bisher die Prozesse berücksichtigt, die einem Bergbaubetrieb zugeordnet werden können. Die einzelnen Prozesse lassen sich gemäß ihrer Funktion für den Produktionsprozess der bergbaulichen Gewinnung oder der Aufbereitung zuordnen. Das System „Bergbaubetrieb“ wird dazu in die beiden Teilsysteme 01 „bergbauliche Gewinnung“ und 02 „Aufbereitung“ unterteilt (siehe Abbildung 2).

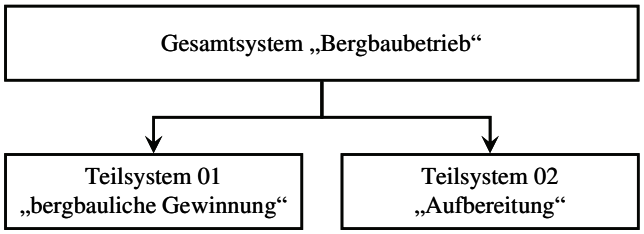


Abbildung 2: Strukturbild eines Bergbaubetriebes

Für beide Teilsysteme werden Haupt-, Begleit- und Hilfsprozesse identifiziert und als Subsysteme erster Ordnung definiert. Das Teilsystem 01 „bergbauliche Gewinnung“ wird wie folgt in insgesamt 16 Subsysteme erster Ordnung gegliedert

01.01 „Aufschluss/Ausrichtung“,

01.02 „Vorrichtung“,

01.03 „Abbau/Gewinnung“,

01.04 „Förderung“,

01.05 „Gebirgssicherung“,

01.06 „Materialtransport“,

01.07 „Reparatur/Instandhaltung“,

01.08 „Personenbeförderung“,

01.09 „Verkippen/Verladen“,

01.10 „Wasserwirtschaft“,

01.11 „Wetterführung“,

01.12 „Lagern/Entsorgen/Deponieren“,

01.13 „Emissionsvermeidung“,

01.14 „Abbaubegleitende Rekultivierung“,

01.15 „Auslauf/Rekultivierung“ und

01.16 „Betrieb der Gesamtanlage“.

Die Subsysteme erster Ordnung werden weiter untergliedert in Subsysteme zweiter Ordnung, denen Elemente zugeordnet werden. Dabei wird prozessorientiert vorgegangen. Die detaillierte Übersicht über die Subsysteme und Elemente des Teilsystems 01 befindet sich im Anhang 12.2. Das Teilsystem 02 „Aufbereitung“ wird in die Untersuchungen zur Gewinnung und Verstromung von Braunkohle nicht mit einbezogen, da Braunkohle nicht – wie Erze und Steinkohle – aufbereitet wird. Deshalb wird hier auf die Darstellung der entsprechenden Subsysteme und Elemente verzichtet.

Der Aufbau der hierarchischen Systemstruktur ist in Abbildung 3 dargestellt. Zur besseren Handhabung der hierarchischen Systemstruktur wird eine vierstellige Codierung benutzt, nach der Teilsysteme, Subsysteme erster und zweiter Ordnung sowie Elemente jeweils mit einer zweistelligen Code-Zahl eindeutig bezeichnet werden, so dass eine eindeutige Zuordnung von Inputs und Outputs möglich ist.

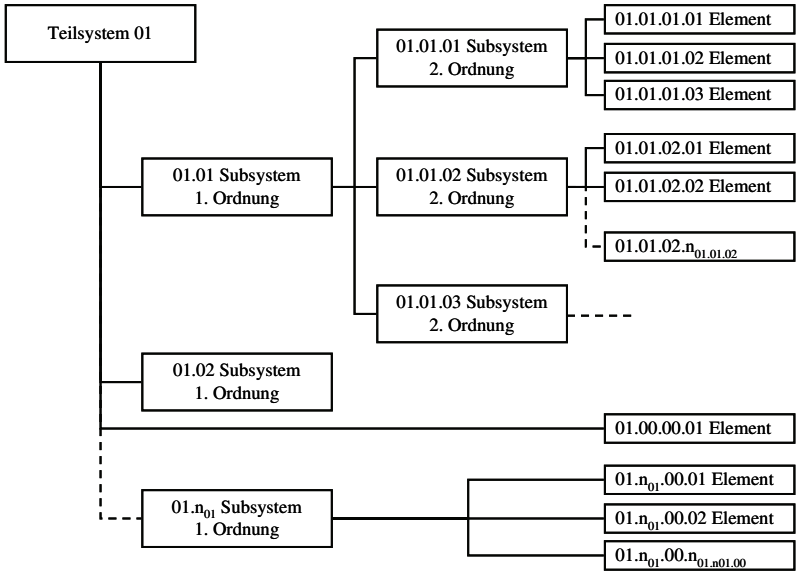


Abbildung 3: Hierarchische Struktur am Beispiel des Teilsystems 01

Sowohl bei der Errichtung von Bergwerks- und Aufbereitungsanlagen als auch bei ihrer Stilllegung inklusive Rückbau, bei der Sicherung stillgelegter Bergwerke und Rekultivierung bzw. Sanierung der genutzten Gelände entstehen zahlreiche nicht-intendierte Outputs. Bei der entwickelten Methodik zur Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs bilden jedoch die Aufnahme der eigentlichen Produktion und die Stilllegung eines Bergwerkes die Schnittstellen für die zeitliche Abgrenzung des Systems. Der konkrete Betrachtungszeitraum beträgt jeweils ein Betriebsjahr. Die Übergabe verwertbarer Aufbereitungsprodukte, wie z.B. Konzentrate oder gewaschene Kohlen, an den Transport zu einem weiterverarbeitenden Betrieb, wie z.B. Hüttenwerke für Metallkonzentrate oder Kraftwerke für Kohlen, bildet die räumliche Systemgrenze für den bergbaulichen Produktionsprozess.

Als Ergebnis der Systemanalyse liegt ein hierarchisch strukturiertes, prozessorientiertes Modell für das verfahrenstechnische System „Bergbaubetrieb“ vor. Wie in Abbildung 3 dargestellt, muss die Untergliederung nicht zwangsläufig für jeden Prozess Subsysteme erster, zweiter Ordnung und Elemente beinhalten. Die System-Übersicht im Anhang 12.2 als Zusammen-

stellung der Subsysteme und Elemente für die einzelnen Teilsysteme kann wegen der Komplexität des betrachteten Gesamtsystems und seiner Teilsysteme nicht alle denkbaren Möglichkeiten umfassen. Auf Grund des Aufbaus seiner bereits vorgestellten Struktur und ihrer Codierung ist das System jederzeit erweiterbar. Da im Einzelfall nicht alle in der System-Übersicht aufgeführten Prozesse zur Anwendung kommen, werden für Fallstudien nur die jeweils vorhandenen Prozesse ausgewählt und in das Stoff- und Energiestrommodell für das zu untersuchende System integriert.

Der Systeminhalt wird bestimmt durch den Inhalt der einzelnen Elemente und deren Relationen zueinander. Als Elemente werden hier Prozesse definiert, die nicht sinnvoll weiter untergliedert werden können. Zu einem Element können inhaltlich jeweils eine oder mehrere Maschinen, Apparate und Geräte gehören, an denen bei Verfügbarkeit zuverlässiger Daten die Bilanzierung der Stoff- und Energieströme erfolgt. Ein einfaches Beispiel verdeutlicht dies in Abbildung 4.

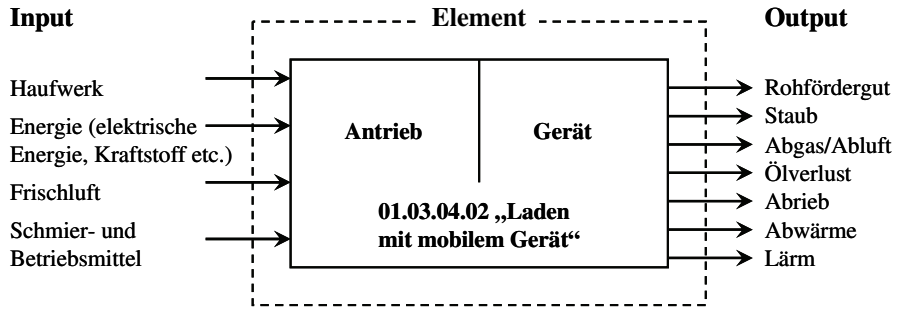


Abbildung 4: Inputs und Outputs für das Element 01.03.04.02

Die Relationen, mit denen die Elemente, die Sub- oder Teilsysteme miteinander verbunden werden, sind die Stoff- und Energieströme. Um die Erfassung aller relevanten nicht-intendierten Outputs gewährleisten zu können, werden die Stoff- und Energieströme möglichst vollständig bilanziert. Entsprechend der oben beschriebenen Systemhierarchie kann die Bilanzgrenze – je nach Datenlage – einzelne Elemente (oder Teile von Elementen), Sub- oder Teilsysteme sowie deren Verschaltungen umfassen. Auf diese Weise kann das System beliebig genau beschrieben werden. [Bielig & Kuyumcu, 2009, 1; 2]

2.1.2 Stoff- und Energieströme

Elemente, Sub- und Teilsysteme sind über die Stoff- und Energieströme miteinander verknüpft. Die Verschaltung der Elemente und Prozesse ist dabei nicht auf die Hierarchie der Struktur begrenzt, sondern kann auch (sub-)systemübergreifend stattfinden. Die oben erläuterte eindeutige Nummerierung der Teil- und Subsysteme sowie der Elemente ist Voraussetzung für die Angabe der Stoff- und Energieströme. Um die Stoff- und Energieströme eindeutig bezeichnen zu können, müssen ihr Entstehungsort (Prozess bzw. Element oder Umwelt) und ihr Ziel (Prozess bzw. Element oder Umwelt) als Informationen zur Verfügung stehen und ihnen zugeordnet werden. Zur Beschreibung der Stoff- und Energieströme werden Stromvektoren verwendet.

Die Stromvektoren werden ebenfalls hierarchisch strukturiert. Sie werden in Stoffe und Energieformen untergliedert. Bei den Stoffen werden Feststoff-, Gas- und Flüssigkeitsphasen unterschieden. Die Kennzeichnung der stofflichen Zusammensetzung erfolgt auf Grundlage der beteiligten Phasen (fest, flüssig, gasförmig), abgrenzbarer, komplex zusammengesetzter Stoffsysteme (wie z.B. Roherz, Rohkohle, Abraum, Berge, Grubenwasser, Wetter), der Mengen-

anteile bzw. Mengenströme enthaltener Komponenten (petrographische, mineralische oder chemische Komponenten) oder granulometrischer Größen. Die Stoffmengen der Komponenten sowohl in der festen als auch in den beiden fluiden Phasen werden als Massen- oder Volumenströme angegeben. Konzentrationen, Gehalte usw. lassen sich als abgeleitete Größen später berechnen. Für die in einem Bergbaubetrieb vordergründig betrachteten Stoffströme ist der in Abbildung 5 dargestellte Aufbau zweckmäßig. Die Stromvektoren beinhalten Informationen über die Mengenströme, die stoffliche Zusammensetzung, die Zustandsgrößen (insbesondere Druck und Temperatur) und die Verknüpfung der Elemente bzw. Systeme untereinander oder mit der Umgebung.

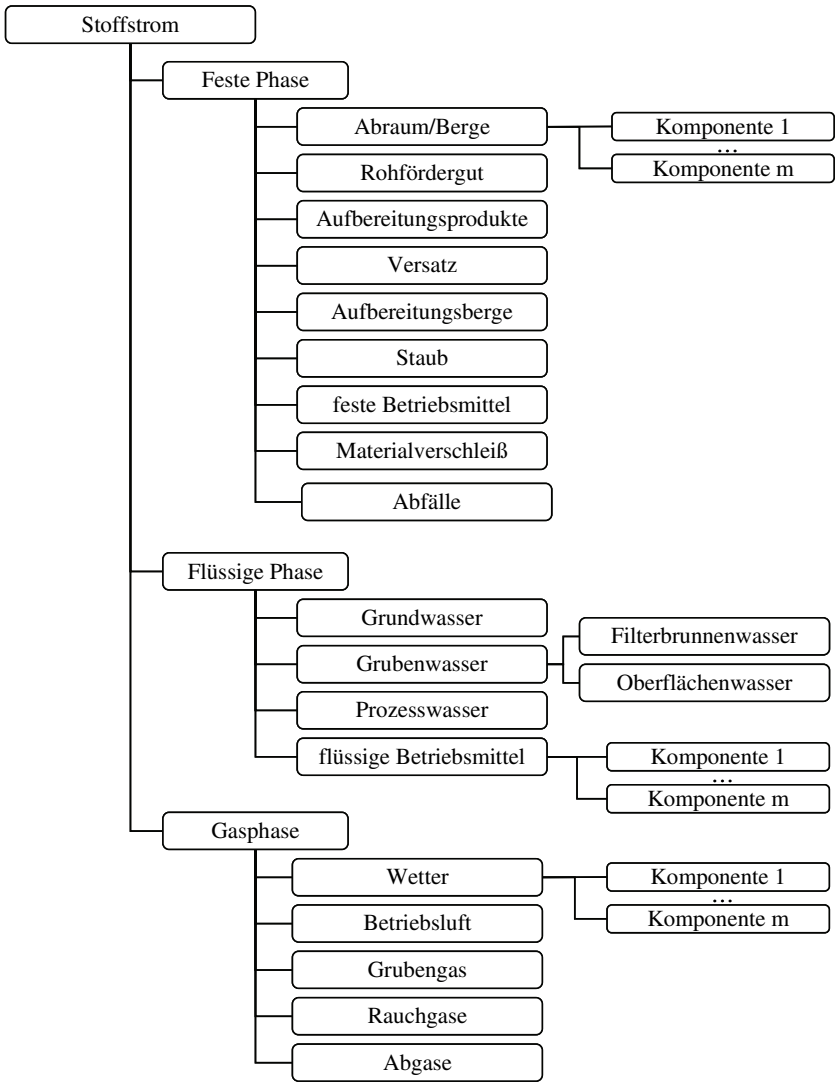


Abbildung 5: Gliederung des Stoffstromvektors

Die wichtigsten Energieformen, die in die Untersuchungen einbezogen werden können, sind thermische Energie/Wärme, elektrische Energie/Arbeit, chemische Energie, Schall (Lärm), Licht und Vibrationen. Dazu kann der Stromvektor um die entsprechende Energieform erweitert werden (Stoff- und Energiestromvektor). Die energetischen Betrachtungen können jedoch auch gesondert erfolgen.

Die Energien werden unterschieden in solche, die an Stoffströme gebunden sind bzw. die mit den Stoffströmen transportiert werden und in die Energiezu- bzw. –abfuhr bei Einzelprozessen z.B. in Form elektrischer Energie und Abwärme. Bei den an Stoffströme gebundenen Energien handelt es sich um thermische und chemische Energien. Sie können mit Hilfe von Informationen zu den einzelnen Stoffströmen ermittelt werden. Die Wärmeinhalte der Stoffströme lassen sich über thermodynamische Zustandsgrößen wie Druck, Temperatur und Enthalpie oder über Stoffwerte wie spezifische Wärmekapazitäten und Heizwerte berechnen. Bei den energetischen Betrachtungen in einem Bergbaubetrieb spielen die Grubenwetter in Tiefbaubetrieben eine besondere Rolle. Der Umsatz elektrischer Energie in Wärme kann mittels Wirkungsgraden von Maschinen und Apparaten berechnet werden.

Potentielle und kinetische Energie, Verbrennungs- und Reaktionswärme lassen sich in Arbeit und Wärme umrechnen. Effekte wie Wärmeleitung, Wärmeübergang und Wärmestrahlung dienen eventuell zur Berechnung von Energieinhalten. Licht, Vibrationen und Schall stellen zwar nicht-intendierte Outputs dar, spielen aber bei der Erstellung von Energiebilanzen nur eine untergeordnete Rolle. Sie müssen durch Messungen in definierten Abständen zu ihren Quellen bestimmt und gesondert angegeben werden.

Per Definition ist bereits festgelegt, welche Stoff- und Energieströme nicht-intendierte Outputs sind. Alle Outputs, die nicht Produktionsziel eines Betriebes bzw. eines Prozesses sind, werden als nicht-intendierte Outputs klassifiziert. [Bielig et al., 2005; 2007]

2.1.3 Modellbildung

Als Modellbildung wird hier die Erfassung und Abbildung aller relevanten Prozesse des Gesamtsystems und ihre Vernetzung über die Stoff- und Energieströme untereinander verstanden sowie die Beschreibung der einzelnen Prozesse mit Hilfe mathematischer Funktionen, die aus technologischen Zusammenhängen, physikalischen oder chemischen Gesetzmäßigkeiten abgeleitet werden. Für die Umsetzung des entwickelten Modells und die Berechnung der nicht-intendierten Outputs wird Software als Werkzeug genutzt.

Für eine strukturierte Datenhaltung und die Auswertung der Daten wurde zuerst der Prototyp des Datenbanksystems „NOTA_bene – Non-intended Outputs Target Assessment Benefit“ unter Microsoft Access 2002 entwickelt. Eine MS-Access-Datenbank dient hierbei zur Datenhaltung. Alle weiterführenden Funktionalitäten (Oberflächenelemente, Ein- und Ausgabe) wurden mit Hilfe von *Visual Basic for Application* (VBA) umgesetzt.

NOTA_bene erlaubt mit Hilfe vorgefertigter Objektbibliotheken den benutzerfreundlichen Zugriff auf die Daten ebenso wie die Auswertung und Präsentation der Ergebnisse. Dazu sind im Datenbanksystem Systemstruktur und -elemente, Prozesse sowie Stoff- und Energieströme abgebildet. Die Datenausgleichsrechnung erfolgt auf Basis eines linearen Bilanzausgleichs. Stoff- und Energiewandlungen können jedoch nicht mit einzelnen Prozessmodellen berechnet werden, sondern können mit Hilfe von Pseudo-Input- und Pseudo-Output-Strömen einbezogen werden.

Zur Unterstützung von Umweltmanagement und Ökobilanzierung sind zahlreiche Software-Pakete und Datenbank-Systeme auf dem Markt verfügbar, wie z.B. GaBi (PE International), Umberto (ifu Hamburg, ifeu Heidelberg) und die ecoinvent-Datenbank (ecoinvent Zentrum: Schweizer Zentrum für Ökoinventare). Mit dem „Globalen Emissions-Modell Integrierter Systeme“ – GEMIS (Öko-Institut) und den „Prozessorientierten Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente“ – ProBas (Umweltbundesamt und Öko-Institut) werden Hilfsmittel, v.a. Daten als Grundlage für die Erstellung von Ökobilanzen zur Verfügung gestellt.

Mit der Software Umberto können komplexe, hierarchisch aufgebaute Stoff- und Energiesysteme abgebildet werden. Dabei wird das Gesamtsystem als Stoff- und Energiestromnetz dargestellt. Jeder Einzelprozess kann zusätzlich mit Prozessmodellen beschrieben werden. Umberto ist deshalb als Unterstützung für die Modellierung zur Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs auf der in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Grundlage geeignet.

2.1.4 Datenerfassung und Datenmanagement

Die Erfassung der für die Bestimmung und Bewertung der nicht-intendierten Outputs notwendigen Betriebsdaten erfolgt im Idealfall vor Ort durch Befragung von Mitarbeitern und die Besichtigung der Anlagen mit Hilfe vorgefertigter Erfassungsbögen und Datenblätter. Neben den allgemeinen Informationen über einen zu analysierenden Betrieb (Betriebsart, Lage, Infrastruktur der Region, Klimadaten, Aufbau und Organisation des Unternehmens, Belegschaft, Vorschriften über Arbeits- und Umweltschutz) werden alle wichtigen Daten über die ablaufenden Prozesse, eingesetzte Maschinen, Geräte und Apparate, insbesondere Betriebs- und Steuerungsparameter, sowie Stoff- und Energieströme mit entsprechenden Mengen- und Qualitätsparametern (Stoffsysteme, stoffliche und energetische Zusammensetzung der Ströme, Energieverbräuche, Betriebsmittel etc. inklusive der Informationen, welche Prozesse sie miteinander verbinden bzw. ob sie aus der Umgebung in das System kommen oder das System verlassen) systematisch aufgenommen sowie Angaben zu Lagerstätte, Gebäuden und Flächeninanspruchnahme sowie Wasserhaushalt etc. Auch Kostenangaben (Betriebs- und Investitionskosten) werden prozessbezogen erfasst. Es besteht der Anspruch einer möglichst umfassenden Datenerhebung. Besteht die Möglichkeit der Betriebsdatenerfassung nicht, muss auf in der Literatur oder in Datenbanken veröffentlichte Daten zurückgegriffen werden. Das Datenmanagement erfolgt mit Hilfe der oben beschriebenen Software. [Bielig et al., 2005]

2.1.5 Berechnung der nicht-intendierten Outputs

Je nach Qualität und Umfang der erfassbaren Daten können diese das aufgestellte Systemmodell auf unterschiedlichen Ebenen der hierarchischen Struktur ausfüllen. Es ist nicht zu erwarten, dass bei einmaliger Erhebung alle notwendigen Daten zur detaillierten Berechnung der Einzelprozesse erfasst werden können. Die Bilanzierung der Stoff- und Energieströme kann auf jeder beliebigen Ebene des hierarchisch strukturierten Systems erfolgen. Sie kann je nach Anforderungen auf der (untersten) Ebene der Elemente oder auch auf Ebene der Teilsysteme stattfinden. Ein iteratives Vorgehen kann dazu beitragen, dass die Prozesse nach und nach immer detaillierter beschrieben werden können (Top-down-Ansatz).

Die Ermittlung der nicht-intendierten Outputs erfolgt auf der Grundlage der im System auftretenden Stoff- und Energieströme. Da in der Praxis nicht für alle in die Bilanzen eingehenden Ströme Messwerte zur Verfügung stehen bzw. die aufgenommenen Messwerte fehlerbehaftet sein können, stellt sich die Aufgabe, die inkonsistenten Messwerte zu korrigieren bzw. zu ergänzen. Auf Basis der erfassten Daten werden die fehlenden Stoff- und Energieströme berechnet (Datenausgleichsrechnung).

2.1.6 Bewertung der nicht-intendierten Outputs

Handhabung und Umgang mit den Stoff- und Energieströmen im Bergbau resultieren unter den geologischen und klimatischen Gegebenheiten auf Grund der geografischen Lage einer Lagerstätte aus produktionstechnischen Notwendigkeiten, sicherheitstechnischen Erfordernissen, Vorschriften z.B. zum Schutz von Gesundheit, Umwelt u.a. sowie ökonomischen

Grenzen. Die Prozesse mit ihren Inputs und Outputs lassen sich nur innerhalb dieser Randbedingungen erfassen, optimieren und vergleichen. Ökologische und ökonomische Relevanz der ermittelten nicht-intendierten Outputs können ebenfalls nur innerhalb dieser Randbedingungen bewertet werden. In Abbildung 6 ist der Algorithmus zur Beurteilung nicht-intendierter Outputs dargestellt. Wie aus Abbildung 6 ersichtlich wird, steht die Beurteilung der nicht-intendierten Outputs anhand von Kosten und Erlösen im Vordergrund, externe ökologische und soziale Kosten werden nicht einbezogen.

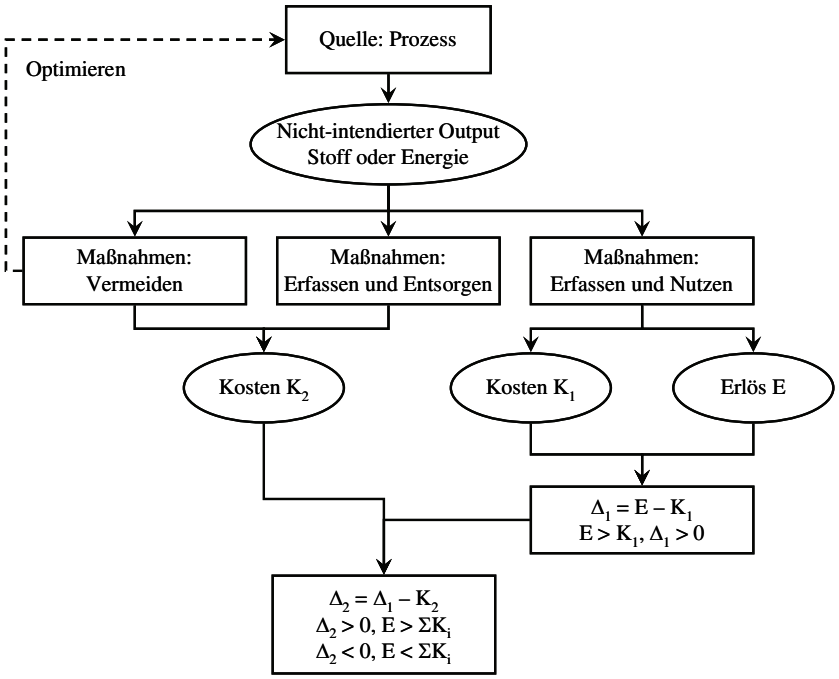


Abbildung 6: Beurteilung der nicht-intendierten Outputs [Bielig et al., 2007]

Dabei können drei Fälle unterschieden werden.

- Fall 1: $\Delta_2 > 0$ Es ist ein ökonomischer Nutzen des nicht-intendierten Outputs gegeben.
- Fall 2: $\Delta_2 = 0$ Ein ökonomischer Nutzen ist zwar nicht unmittelbar gegeben, kann aber z.B. über ein Vorbeugen gegen Folgekosten quantifiziert werden.
- Fall 3: $\Delta_2 < 0$ Ein ökonomischer Nutzen des nicht-intendierten Outputs ist nicht feststellbar.

Der besondere Anspruch der Methodik zur Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs besteht in der prozessgenauen Zuordnung der freigesetzten Stoff- und Energieströme. Die Gründe bzw. Bedingungen, die zu ihrer Entstehung führen, sollen aufgedeckt werden. Zur Auswertung werden charakteristische Kennzahlen berechnet. Die Kennzahlen können zur Auswertung entweder über die Systemhierarchie oder entlang bestimmter Stoff- und Energieströme zusammengefasst werden.

Liegen hinreichend große Datenmengen aus verschiedenen Systemen vor, lassen sich auf der Grundlage der berechneten Ergebnisse beliebige Prozesse innerhalb der bergbaulichen Gewinnung und Aufbereitung bis hin zu ganzen Bergbaubetrieben untereinander vergleichen. Die Ergebnisse können für ein *Benchmarking* zumindest in Teilbereichen des Bergbaus genutzt werden. Es können Handlungsoptionen bezüglich der Technikauswahl und der betrieblichen Praxis abgeleitet werden.

2.2 Andere Bewertungsansätze

Im Folgenden werden etablierte Ansätze zur Bewertung von Stoff- und Energieströmen vorgestellt, die aus Produktionsprozessen freigesetzt bzw. in Produktionsprozessen verbraucht werden. Dabei werden naturwissenschaftliche bzw. ökologieorientierte und ökonomisch orientierte Bewertungsmethoden unterschieden.

2.2.1 Ökologieorientierte Bewertungsmethoden

Unter ökologieorientierten Bewertungsmethoden werden diejenigen Methoden verstanden, bei denen sich die Bewertung auf naturwissenschaftliche Erkenntnisse bezieht und an den Gesetzmäßigkeiten der Ökosphäre orientiert. Zu ihnen gehören

- die „Schweizer Methoden“:
    - Methode der ökologischen Knappheit („distance-to-target-Ansatz“) und
    - Methode der kritischen Belastungen bzw. Volumina (grenzwertorientierte Methode),
- eine „wirkungsorientierte Klassifizierung“:
    - nach UBA-Methode (entwickelt am deutschen Umweltbundesamt),
    - nach CML-Methode (entwickelt am niederländischen „Centrum voor Milieukunde“ in Leiden) oder
    - nach dem schadensorientierten Ansatz zur Berechnung des Eco-Indicator 99,
- die Berechnung von MIPS (Massenintensität bzw. Material-Input pro Serviceeinheit),
- die Berechnung des KEA (kumulierten Energieaufwandes),
- die am Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) entwickelten ABC-Methode sowie
- die Kategorisierung der Stoff- und Energieströme in Gut, Übel und Neutrum.

Die Methoden der ökologischen Knappheit und der kritischen Belastungen wurden in der Schweiz entwickelt und zuerst angewendet, so dass sie auch als die „Schweizer Methoden“ bezeichnet werden. [Rüdiger, 2000] Die Methode der ökologischen Knappheit geht auf den Ansatz der „ökologischen Buchhaltung“ von [Müller-Wenk, 1978] zurück. Diesem Ansatz liegt die Annahme zu Grunde, dass Umwelteinwirkungen die knappen Kapazitäten der natürlichen Umwelt beanspruchen. Die Methode der ökologischen Knappheit basiert auf einer Abschätzung der Abweichung der tatsächlichen Emissionen oder Verbrauche in Form von Stoff- und Energieströmen vom kritischen Fluss bzw. Strom („Distance-to-target“-Ansatz). Unter dem kritischen Fluss bzw. Strom wird dabei die unter ökologischen Gesichtspunkten gerade noch tolerierbare Belastungsfracht verstanden. Durch Addition der mittels „Ökofaktoren“ gewichteten Emissionen wird ein Gesamtindex in „Umweltbelastungspunkten“ berechnet, der das Verhältnis zwischen der Belastbarkeit eines Ökosystems und seiner aktuellen Belastung angibt. [Braunschweig & Müller-Wenk, 1993], [Rüdiger, 2000], [Wietschel, 2002]

Die Methode der kritischen Belastungen ist eine Grenzwert- bzw. Immissionsgrenzwertmethode und geht ebenfalls davon aus, dass die Umweltmedien Wasser, Luft und Boden bis zu einem definierten Grenzwert mit einem Schadstoff belastet werden können, ohne dass ihr Regenerationspotenzial und ihre Aufnahmefähigkeit dauerhaft geschädigt werden. Gasförmige, flüssige und feste Emissionen sowie der Energieverbrauch werden separat berücksichtigt. Innerhalb der

einzelnen Umweltmedien werden die Volumina oder Mengen der emittierten Schadstoffe jeweils auf einen Grenzwert bezogen und aufsummiert, so dass ein Bewertungsprofil (Ökoprofil) entsteht. Durch Division der Emissionen durch Grenzwerte ergeben sich die „kritischen Volumina“. Sie geben an, auf welches Volumen sich ein Schadstoff mindestens verteilen müsste, um die Konzentration des Immissionsgrenzwertes einzuhalten. Die „kritischen Volumina“ werden nicht zu einer einzigen Kennzahl aggregiert. Sie bilden ein Ökoprofil aus den Kennzahlen „kritisches Luftvolumen“, „kritisches Wasservolumen“, feste Abfälle und Energieäquivalenzwert. Die „kritischen Volumina“ stellen reine Rechengrößen dar und sind sehr anschaulich, haben jedoch keinen Bezug zur Realität. Die Bewertung erfolgt ermessensabhängig. [Ahbe et al., 1990], [Rüdiger, 2000], [Wietschel, 2002]

Bei Anwendung der „Schweizer Methoden“ ergeben sich v.a. Probleme bei der Ermittlung der maximal zulässigen Frachten bzw. der Verwendung von Grenzwerten als Bezugsgrößen. Die Verwendung z.B. gesetzlich festgelegter Grenzwerte ist als kritisch zu betrachten, da diese nicht ausschließlich naturwissenschaftlich begründet abgeleitet werden, sondern politisch beeinflusst sein können. Sie weichen in verschiedenen Ländern voneinander ab, so dass eine weltweit einheitliche Bewertung von Emissionen mit diesen Methoden nicht möglich ist. Grenzwerte werden meist bezüglich der menschlichen Gesundheit festgelegt und berücksichtigen die Ökotoxizität nicht. Außerdem stellen Grenzwerte meist Immissionswerte dar, wie z.B. die Werte für die maximale Immissions-Konzentration (MIK) und die maximale Arbeitsplatzkonzentration (MAK). Es werden jedoch Emissionen bewertet. Unterschiedliche Verweildauern der Schadstoffe in den Umweltmedien und deren Wechselwirkungen zwischen den Umweltmedien werden mit der Methode der kritischen Belastungen nicht berücksichtigt. [Wietschel, 2002]

Die Bewertung nach UBA- und CML-Methode basiert auf der auswirkungsorientierten Klassifizierung freigesetzter Stoff- und Energieströme. Bei der UBA-Methode wird innerhalb von zehn Wirkungskategorien (Abbau abiotischer und biotischer Ressourcen, Treibhauseffekt, Ozonschichtabbau, Versauerung, Eutrophierung, Photooxidantienbildung, Flächenverbrauch, Humantoxizität, aquatische und terrestrische Ökotoxizität, Belästigungen, wie z.B. Geruch oder Lärm) der spezifische Beitrag emittierter Stoffe und Energien zur nationalen Gesamtbelastung bestimmt. Hierzu wird der Quotient aus spezifischer Fracht des Untersuchungssystems und nationaler Gesamtfracht je Wirkungskategorie gebildet. Die Bewertung innerhalb der Wirkungskategorien kann wiederum mit Hilfe verschiedener Methoden erfolgen, die Normierungs- und Gewichtungsschritte enthalten. Es ergibt sich ein mehrdimensionales Ökoprofil. Zusätzlich werden die Schadwirkungen der einzelnen Wirkungskategorien untereinander verglichen und somit in einem subjektiven Abwägungsprozess ihre ökologische Bedeutung ermittelt. Abschließend erfolgt eine verbal-argumentative Bewertung. Eine Auswahlentscheidung zwischen mehreren Alternativen wird durch ein gegenseitiges qualitatives Abwägen der Wirkungskategorien erreicht.

Das CML unterscheidet 17 Umweltauswirkungen bezüglich Ressourcen, Belastungen und Störungen der Umwelt. Für jede Auswirkung wird eine Erfassungs- und Bewertungsart vorgeschlagen. Die Bewertung kann z.B. nach den „Schweizer Methoden“ erfolgen, nach anderen naturwissenschaftlich abgeleiteten Indikatoren oder auf Basis qualitativer Beschreibungen. Es entsteht ein 17-dimensionales Ökoprofil. Durch Gewichtung der unterschiedlichen Auswirkungen kann eine Zusammenfassung der Werte bzw. Informationen erfolgen. [Rüdiger, 2000]

Die der Ermittlung des Eco-Indicator 99 (Weiterentwicklung des Eco-Indicator 95) basiert auf einer schadensorientierten Bewertungsmethode. Hier werden die Wirkungen der freigesetzten Stoff- und Energieströme sowie des Flächen- und Ressourcenverbrauchs in drei Schadenskategorien eingeteilt, mit Hilfe von Wirkungsindikatoren quantifiziert und gewichtet. Als Ergebnis wird eine dimensionslose Kennzahl berechnet. Die drei Schadenskategorien sind menschliche Gesundheit, Qualität des Ökosystems und der Umgang mit Ressourcen. [Goedkoop & Spriensma, 2001]

Die Material-Intensitäts-Analyse (MAIA) nach dem MIPS-Konzept wurde am Wuppertal Institut zur Bemessung der Material- und Energieintensität von Prozessen, Produkten, Infrastrukturen und Dienstleistungen entwickelt und eingeführt. Die „Materialintensität pro Serviceeinheit“ (MIPS) misst die Umweltbelastungsintensität, d.h. den über den gesamten Lebenszyklus für eine Sache bzw. Dienstleistung anfallenden Ressourcenverbrauch als Materialinput. Dazu werden alle Inputressourcen als Materialien (Rohstoffe) und Energien in Gewichtseinheiten umgerechnet. Inverse MIPS-Werte geben die Ressourcenproduktivität an. Eine Verringerung an Input und/oder die Erhöhung der Anzahl an Serviceeinheiten ziehen eine erhöhte Ressourcenproduktivität nach sich. Im MIPS-Konzept wird die Nutzung als Service bezeichnet. Serviceeinheiten sind Nutzungs- und Dienstleistungseinheiten, die mit der Verfügung über ein Produkt oder Infrastruktur verbunden sind. Der gesamte, lebenszyklusweite Materialinput abzüglich der Eigenmasse des Gutes wird als ökologischer Rucksack bezeichnet. Die ermittelten Materialinputs bzw. die ökologischen Rucksäcke werden in fünf Kategorien getrennt angegeben (abiotische Rohstoffe, biotische Rohstoffe, Bodenbewegungen (Land- und Forstwirtschaft), Wasser und Luft). [Schmidt-Bleek et al., 1998]

Die Methoden zur Ermittlung des KEA sind in [VDI 4600, 1997] beschrieben. „Der KEA gibt die Gesamtheit des primärenergetisch bewerteten Aufwands an, der im Zusammenhang mit der Herstellung, Nutzung und Beseitigung eines ökonomischen Gutes (Produkt oder Dienstleistung) entsteht bzw. diesem ursächlich zugewiesen werden kann.“ Nach dieser Definition wird der gesamte Lebenszyklus eines Produktes bzw. einer Dienstleistung in die Ermittlung des KEA einbezogen. Entsprechende Untersuchungen für die Energiebereitstellung, insbesondere in Bezug auf Kraftwerke haben [Schwaiger, 1996] und [Köhler, 1996] durchgeführt.

Ziel der vom Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) entwickelten ABC-Methode ist nicht die quantitative Bewertung von Emissionen, sondern ihr Vorkommen an sich herauszustellen und unter Berücksichtigung verschiedener Kriterien zu gewichten und zu bewerten. Mit dieser Methode können betriebliche Systeme einer ökologischen Schwachstellenanalyse unterzogen werden. Gleichzeitig wird eine Prioritätenliste des Handlungsbedarfs erstellt. [Rüdiger, 2000]

2.2.2 Bewertung der Landnutzung

Es ist nicht möglich, Bergbau im Allgemeinen und Tagebaue im Besonderen ohne Eingriff in die vorhandene Landschaft, Siedlungs- und Infrastruktur zu betreiben. Die Gewinnung der Braunkohle im Tagebau bedeutet den Verlust der über den abzubauenden Lagerstätten gewachsenen Kulturlandschaft ebenso wie den Verlust von Böden und Gesteinen. Dabei werden die Grundwasserverhältnisse gestört bis vollkommen verändert. Pflanzen, Pflanzengemeinschaften und Tiere verlieren ihre Lebensgrundlage. Aus Gründen der technischen Realisierbarkeit und Wirtschaftlichkeit müssen die Lagerstätten möglichst weitgehend abgebaut werden. Innerhalb ihrer Grenzen liegen häufig Ortschaften, die beim Abbau nicht ausgespart werden können und somit umgesiedelt werden müssen.

Zur Landnutzung werden zwei verschiedene Prozesse gezählt, zum einen die Flächennutzung (*land occupation*) und zum anderen die Flächenumwandlung (*land transformation*). Bei der Flächennutzung ist neben der Ausdehnung auch die Zeitdauer der Nutzung für einen bestimmten Zweck, wie z.B. für die Rohstoffgewinnung, für land- oder forstwirtschaftliche Zwecke, als Deponiestandort sowie als Wohn- oder Gewerbegebiet, wichtig. Demgegenüber wird unter Flächenumwandlung verstanden, dass die Fläche innerhalb einer kurzen Zeit einer neuen Nutzung zugeführt wird. Flächenumwandlung kann stattfinden zu Beginn der Produktion (z.B. Bau eines Kraftwerks), fortlaufend während eines Produktionsprozesses (z.B. im Braunkohlentagebau) und nach Abschluss menschlicher Tätigkeiten (durch Umnutzung, aktive Renaturierung oder natürliche Sukzession). Zusätzlich zur Ausdehnung der in Anspruch genommenen Fläche werden nach Möglichkeit die Arten der Flächennutzung vor (Ausgangszustand) und nach der Umwandlung (Zielzustand) benannt. Der Flächenverbrauch der Umwandlung wird auf die Zeit der zu bilanzierenden Nutzung aufgeteilt. [Frischknecht & Jungbluth, No. 1, 2004], [Jungbluth & Frischknecht, 2004], [Milà i Canals et al., 2007]

In der Literatur wird zur Bewertung der Landnutzung zwischen Ansätzen unterschieden, die auf der Berechnung von Indikatoren mit Hilfe funktionaler Zusammenhänge beruhen (wie z.B. bei [Schweinle, 2000], [Schweinle, 2002], [Antón et al., 2007]) und solchen, die vorwiegend auf Klassifizierungssystemen beruhen (wie z.B. [Frischknecht, 1995]). Durch die Verwendung verschiedener Referenzsysteme bzw. -zustände (Bezugssysteme) ergeben sich große Unterschiede in der Bewertung. [Lindeijer, 2000]

2.2.3 Ökonomisch orientierte Bewertungsmethoden

Im Rahmen der Kostenrechnung – als wesentlicher Bestandteil des betrieblichen Rechnungswesens – werden Aktivitäten, Prozesse und Entscheidungen eines Unternehmens nach Kostengesichtspunkten analysiert und bewertet. Die Kostenrechnung umfasst mehrere Aufgabengebiete und es gibt verschiedene Möglichkeiten, die Kostenrechnung in der betrieblichen Praxis durchzuführen. Im Mittelpunkt steht dabei das Verursachungsprinzip: Welcher monetäre Aufwand ergibt sich, wenn bestimmte Aktivitäten durchgeführt werden?

Die Internalisierung externer Kosten hat zum Ziel, neben den internen Kosten, die in der Regel berücksichtigt werden, zusätzlich die Folgewirkungen (externe Effekte) zu monetarisieren und in die Kostenrechnung einzubeziehen, die zwar von einem Unternehmen verursacht, jedoch von Dritten und/oder der Allgemeinheit getragen werden und nicht dem Verursacher angerechnet werden. [Loew et al., 2003]

Analog zur finanziellen Buchhaltung schließt die ökologische Buchhaltung einerseits mit einer Erfolgs- bzw. aus ökologischer Sicht einer Misserfolgsrechnung (Schadschöpfungsrechnung) und einer Umweltbestandsrechnung ab. Anstelle von Geldflüssen werden in der Schadschöpfungsrechnung Stoff- und Energieströme erfasst und nach sozioökonomischen Kriterien beurteilt. Da wirtschaftliche Aktivitäten aber nicht nur Stoff- und Energieflüsse verursachen, sondern auch ökologische Bestände, wie z.B. Artenvielfalt, Bodenversiegelung usw., berühren, muss die Schadschöpfungsbetrachtung durch eine Umweltbestandsrechnung ergänzt werden. [Schaltegger & Sturm, 2000]

Hier sind v.a. solche Kostenrechnungsansätze von Interesse, die sich auf die Stoff- und Energieströme beziehen. Die Kosten der betrieblichen Leistungserstellung, wie z.B. Materialkosten, Bearbeitungskosten (z.B. Personalkosten und Abschreibungen) und Entsorgungskosten werden hier den Stoff- und Energieströmen zugeordnet. Die Stoff- und Energieströme werden somit als wesentliche Kostentreiber angesehen. Danach werden auch umweltrelevante Aspekte berücksichtigt, ohne dass die Kostenrechnung als „Umweltkostenrechnung“ ausgewiesen wird.

Mit dem Stoff- und Energiestrommodell wird die Struktur der innerbetrieblichen Stoff- und Energieströme beschrieben und gleichzeitig das Gerüst für die Kostenrechnung festgelegt. Die Ansätze sind entscheidungs- und handlungsorientiert. Durch die verursachungsgerechte, stoff- und energiestrombezogene Kostenzuordnung werden Festlegung und Umsetzung von Verbesserungsmaßnahmen maßgeblich unterstützt. [Loew et al., 2003]

Vor dem Hintergrund eines wachsenden Bewusstseins für Ressourceneffizienz und steigenden Entsorgungskosten entstand in der Mitte der 1990er Jahre die Reststoffkostenrechnung. Zu den Reststoffkosten gehören die Kosten für die Beschaffung (abhängig von Menge und Materialpreis), die „Produktion“ (Personalkosten und Abschreibungen bei interner Lagerung, Transport und Fertigung) und die Entsorgung (interne „End-of-Pipe“-Aktivitäten und Kosten für externe Entsorgung) der Reststoffe, wie z.B. feste Abfälle, Abwasser, Abluft, Abwärme und Verpackungen. [Fischer et al., 1997]

Aus der Reststoffkostenrechnung hat sich die so genannte Flusskostenrechnung entwickelt, die umfassender ist. Die Flusskostenrechnung ist eine Erweiterung der traditionellen Kostenrechnung und stellt die Kostenwirkungen der betrieblichen Stoff- und Energieströme bzw. Material- und Energieflüsse in den Mittelpunkt, um ihr Kostenverhalten zu ermitteln. Damit lassen sich v.a. die Kostensenkungspotenziale aufzeigen, die im effizienteren Material- und Energieeinsatz liegen. Ein sparsamer Umgang mit Materialien und Energie ist sowohl ökologisch als auch ökonomisch vorteilhaft. Mit der Berechnung der stoff- und energiestrombezogenen Kosten werden die Voraussetzungen geschaffen, Prozesse systematisch auf Optimierungspotentiale hin zu untersuchen.

Grundlage der Flusskostenrechnung ist die genaue Kenntnis der innerbetrieblichen Stoff- und Energieströme. Auf der Basis eines Stoff- und Energiestrommodells können die Gesamtkosten in eine stoff- und energiestrombezogene Kostenstruktur überführt werden. Die Ströme werden als Kostentreiber gesehen und dienen als Kostensammler für die drei Kostenarten: Materialkosten (Materialwert inklusive Materialnebenkosten, wie z.B. Transporte, Zölle und Versicherungen), Bearbeitungskosten (Personalkosten, Abschreibungen, Miete, sonstige Kosten bei Be- und Verarbeitung, Lagerung, interner Transport, auch Beschaffung, Produktionsplanung und Vertrieb) und Entsorgungskosten (direkte Entsorgungskosten und Entsorgungsnebenkosten, wie Verwaltung und Transport). Daraus ergeben sich folgende Vorteile

- Transparenz bezüglich der Mengenströme und Kosten,
- strom- und prozessorientierte Optimierung anstatt isolierter Bereichsoptimierung,
- Senkung von Materialkosten (wenig transparent, Rohstoffkosten bei Kostensteuerung laufender Prozesse seltener berücksichtigt) und Umweltbelastungen anstatt Personalabbau (Personalkosten meist gut dokumentiert, für Unternehmensführung meist überragender Kostenblock). [Loew et al., 2001]

Durch Anwendung der Flusskostenrechnung werden die Kosten herausgestellt, die durch Effizienzsteigerung beim Ressourceneinsatz reduziert werden können. Sie zielt auf eine kosten- und umweltbewusste Steuerung der gesamten Prozesskette. Umweltentlastungswirkungen entstehen z.B. durch geringeren Ressourceneinsatz und verringerte Abfallströme. [BMU & UBA, 2003]

Als Bewertung selbst oder als Grundlage für eine Bewertung kann die Kategorisierung der Stoff- und Energiesysteme in die Kategorien Gut, Übel und Neutrum dienen.

- Güter haben ökonomisch betrachtet einen positiven Marktwert, ihr Besitz ist erstrebenswert.

- Übel haben einen negativen Marktwert. Sie sind störend oder schädlich. Es besteht der Wunsch, sich ihrer zu entledigen und die Bereitschaft, dafür Geld zu bezahlen, wie z.B. für die Entsorgung von Abfall.
- Ein Neutrum wird als wertlos angesehen.

Bei der Produktion werden Güter als Input verbraucht, wie z.B. Rohstoffe, Hilfs- und Betriebsstoffe. Die Produkte als Output stellen die Güter dar. Entstehen aus einem Prozess mehrere Produkte, d.h. Güter als Output, so liegt ein Kuppelprozess vor. Vergleiche [Riebel, 1955]. Entgegengesetzt ist der Fall z.B. in der Entsorgungswirtschaft. Hier werden Abfälle bzw. Übel als Input verbraucht. Mittels der Kategorisierung in Gut, Übel, Neutrum kann innerhalb des Systems verfolgt werden, was Ertrag und was Aufwand zur Herstellung dieses Ertrages ist. Die Güter auf der Inputseite der Prozesse sind stets Aufwand, die Güter auf der Outputseite stets Ertrag (Tabelle 1). Dies gilt sowohl für Einzelprozesse als auch für das Gesamtsystem. Übel, wie z.B. Abfall als Output, hingegen verursachen Kosten.

Tabelle 1: Aufwand und Ertrag nach [Möller, 2000]

Stoff- & Energieströme	***Input/Output***	***Ergebnis***	***Bezeichnung***
Gut	Input	Aufwand	Ressourcenverbrauch
Gut	Output	Ertrag	Produktherstellung
Übel	Input	Ertrag	Recycling, Abfallentsorgung
Übel	Output	Aufwand	Abfallproduktion

Der Verbrauch von Übeln und das Erzeugen von Gütern zählen zum mengenmäßigen Ertrag eines Systems oder eines Prozesses (in Abhängigkeit der festgelegten Systemgrenzen). Das Verbrauchen von Gütern und das Hervorbringen von Übeln hingegen zählen zum mengenmäßigen Aufwand. Mit der Zuordnung zu den Objektkategorien werden die Stoff- und Energieströme qualitativ bewertet. Eine quantitative Bewertung in ökonomischer (als Kostenrechnung – monetärer Aufwand) und/oder ökologischer (als Ökobilanz – ökologischer Aufwand) Hinsicht kann sich anschließen, da Stoff- und Energieströme in beider Hinsicht als Güter oder Übel charakterisiert werden können. [Möller, 2000], [Schmidt & Keil, 2002]

2.2.4 Kennzahlen und Kennzahlensysteme

Kennzahlen bzw. Kennzahlensysteme stellen ein wichtiges Instrument zur Planung, Steuerung und Kontrolle dar. Die Aufgabe von Kennzahlen ist es, in konzentrierter, stark verdichteter Form über betriebliche Belange zu informieren. Stoff- und Energiestrombilanzen bilden die Datenbasis für die Berechnung von Kennzahlen. Der Vorteil der Informationsverdichtung ist mit dem Nachteil verbunden, dass dabei gleichzeitig Informationen verloren gehen. Deshalb muss genau definiert sein, unter welchen Bedingungen Kennzahlen gebildet werden, was mit einer Kennzahl ausgedrückt werden kann und wo die Grenzen ihrer Interpretierbarkeit sind.

Es werden v.a. zwei Arten von Kennzahlen unterschieden:

1. Zu den absoluten Kennzahlen zählen Einzelzahlen, Summen, Differenzen und Mittelwerte. Sie können beispielsweise Aufschluss über die tatsächlichen Mengen an Abfall, Emissionen oder Ressourcenverbrauch geben.

2. Quotienten zweier absoluter Angaben werden als relative Kennzahlen oder Verhältniskennzahlen bezeichnet. Sie setzen zwei oder mehrere Werte zueinander ins Verhältnis. Es werden Gliederungszahlen, Beziehungszahlen und Messzahlen unterschieden. [Schaltegger et al., 2002], [Pape et al., 2003]

2.2.5 Methodenvergleich

Nachdem zahlreiche Bewertungsmethoden vorgestellt wurden, werden an dieser Stelle kurz Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen ihnen herausgestellt. Die ökologieorientierten Bewertungsmethoden beschäftigen sich v.a. mit der Bewertung der Auswirkungen eines Systems auf die Umwelt. Mit Hilfe von Wirkungskategorien und Kennzahlen wird die Belastung der Umwelt bewertet, die durch verschiedene Aktivitäten hervorgerufen werden, z.B. die Bereitstellung eines (Zwischen-)Produktes oder einer Dienstleistung. Werden die Bewertungsmethoden im *life cycle assessment* eingesetzt, beziehen sie sich auf den gesamten Lebensweg eines Produktes, d.h. alle Vorketten, wie z.B. Rohstoffgewinnung, Transport, Herstellung von Materialien oder Zwischenprodukten, sowie die Entsorgung des Produktes werden in die Untersuchungen einbezogen (Schweizer Methoden, UBA- und CML-Methode, Eco-Indicator 99). Bei MIPS und KEA werden Inputgrößen zusammengefasst.

Innerhalb der ökologieorientierten Bewertungsmethoden können diejenigen, die als Ergebnis eine bzw. einige wenige Kennzahlen haben, wie Umweltbelastungspunkte, kritische Volumina, Eco-Indicator 99, MIPS und KEA, von denjenigen abgegrenzt werden, deren Ergebnis ein mehrdimensionales Ökoprofil ist, das sich durch die Bewertung innerhalb mehrerer Kategorien ergibt, wie bei UBA- und CML-Methode. Bei der Ermittlung des Eco-Indicator 99, bei der Anwendung von UBA- und CML-Methode werden die von emittierten Stoff- und Energieströmen potentiell verursachten Umweltauswirkungen quantifiziert, in dem sie Kategorien, wie z.B. Wirkungs- oder Schadenskategorien, zugeordnet und dann zusammengefasst werden.

Bei der Bewertung der Inanspruchnahme von Land bzw. Flächen steht insbesondere im Rahmen der Ökobilanzierung (Wirkungskategorie Flächenverbrauch) auch die Bewertung der Auswirkungen dieser Inanspruchnahme auf die Natur bzw. Umwelt für die Dauer der Inanspruchnahme und darüber hinaus durch eine Veränderung der Qualität der Fläche im Vordergrund. Eine solche Bewertung setzt nicht nur detaillierte Kenntnisse über die Region, sondern auch über die Nutzung der betroffenen Flächen vor und nach der Inanspruchnahme voraus. Ein Problem besteht daher in der (weltweiten) Verfügbarkeit der für eine solche Bewertung notwendigen Daten. Es ist unstrittig, dass Landnutzung bzw. Flächenverbrauch durch Land- und Forstwirtschaft, Bergbau sowie die Erschließung von Wohn- und Industriegebieten Biodiversität und Bodenqualität hinsichtlich der lebensunterstützenden Funktionen des Bodens verändern (natürliche Funktionen im Sinne des § 2 Bundes-Bodenschutzgesetz). Es gibt noch keine weithin akzeptierte Methode zur Bewertung der Auswirkungen der Landnutzung.

Zur ökonomischen Bewertung von Stoff- und Energieströmen eignen sich besonders die stoff- und energiestromorientierten Kostenrechnungsansätze, die bisher noch keine weite Verbreitung gefunden haben. Durch Anwendung der Flusskostenrechnung wird Kostentransparenz geschaffen. Damit können ökonomische und ökologische Optimierungspotentiale aufgezeigt werden.

Die Ergebnisse der aus den Analysen erstellten Stoff- und Energiestrombilanzen werden schließlich zu Kennzahlen zusammengefasst. Ökologisches Rechnungswesen und die Internalisierung externer Effekte setzen voraus, dass die Umwelteinwirkungen der freigesetzten Stoff-

und Energieströme untersucht und bewertet werden, weil die Kosten der Umwelteffekte in die Kostenrechnung mit einbezogen werden.

Die Ergebnisse verschiedener Studien zu den externen Kosten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern reichen von 1 bis 25 Cent/kWh. Das liegt u.a. daran, dass die Autoren unterschiedliche Kostensätze für die Bewertung der Treibhausgasemissionen verwenden. Die externen Kosten der Stromerzeugung hängen entscheidend von den eingesetzten Energieträgern ab. Gesundheitsschäden, Klimafolgeschäden, Materialschäden an Gebäuden, Ernteausfälle und Wasserverschmutzung sind Kostenkategorien, die in die Bewertung einbezogen werden. Zu Schäden an Ökosystemen durch Versauerung und/oder Eutrophierung sind bisher keine monetären Schätzungen verfügbar. Auch Schäden an Denkmälern und Bergbaufolgeschäden sind bisher nur unzureichend erfasst. Klimafolgeschäden und Gesundheitsschäden durch Luftschadstoffe sind bei fossilen Brennstoffen für ca. 90 % der quantifizierbaren Schäden verantwortlich. Die externen Kosten der Stromerzeugung aus Braunkohle betragen in Deutschland demnach 8,7 Cent/kWh. [Maibach et al., 2007], [UBA, 2007]

2.3 Schlussfolgerungen für die Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle

2.3.1 Zur Modellbildung

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte und in Kapitel 2.1 vorgestellte Methodik wird im Folgenden auf die Gewinnung und Verstromung von Braunkohle in Deutschland erweitert. Andere Branchen bzw. Industriezweige können durch Definition neuer Teilsysteme ebenfalls in das Gesamtsystem integriert werden. Innerhalb der Teilsysteme werden die im Hinblick auf nicht-intendierte Outputs relevanten Prozesse identifiziert und als Subsysteme erster und zweiter Ordnung definiert, denen Elemente zugeordnet werden. Das bisher betrachtete Gesamtsystem „Bergbaubetrieb“ umfasst die beiden Teilsysteme „bergbauliche Gewinnung“ und „Aufbereitung“. Die Gewinnung von Braunkohle wird von dieser Systematik prinzipiell erfasst. Innerhalb der Systemanalyse muss das Gesamtsystem um ein Teilsystem erweitert werden, mit dem die „Verstromung“ der Braunkohle inklusive der Abscheidung und Verdichtung des dabei entstehenden CO_2 abgebildet werden kann.

Es hat sich als vorteilhaft erwiesen, die Umsetzung des entwickelten Modells auf der Grundlage der Struktur der Petri-Netze mit der Software Umberto durchzuführen, da sie für die Abbildung der hierarchischen Systemstruktur, zur Einbeziehung von Prozessmodellen und die darauf aufbauende Datenausgleichsrechnung gut geeignet ist. Durch den Einsatz des Modells in der Praxis können die Modellparameter sukzessive an die realen Steuerungs- und Prozessparameter angepasst werden. Umberto bietet außerdem Möglichkeiten zur Kostenrechnung und zum Einbinden verschiedener Bewertungsmethoden, was für die Weiterentwicklung der Methodik insbesondere im Hinblick auf die Bewertung der nicht-intendierten Outputs von Bedeutung sein kann. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird die Software Umberto zur Umsetzung des Modells und zur Berechnung der nicht-intendierten Outputs eingesetzt.

2.3.2 Zur Bewertung

Keine der in Kapitel 2.2 vorgestellten Bewertungsmethoden ist allein zur Bewertung der nicht-intendierten Outputs geeignet. Bei der Bewertung nicht-intendierter Outputs sollen nicht die Auswirkungen auf die Umwelt im Vordergrund stehen, sondern vielmehr die detaillierte, prozessgenaue Zuordnung der Stoff- und Energieströme, insbesondere die der nicht-intendierten Outputs und ihrer Auswirkungen auf den Betrieb. Die Orte und Bedingungen für ihre Entstehung sollen aufgedeckt und ihre Relevanz nach bestimmten Kriterien bewertet werden, damit Ansatzpunkte für Maßnahmen zu ihrer Verminderung oder Vermeidung abgeleitet werden können.

Die Ermittlung nur einer oder weniger Maßzahlen für die Bewertung der z.T. sehr unterschiedlichen Bereiche und zahlreichen Stoff- und Energieströme, z.B. durch Umweltbelastungspunkte, kritische Volumina oder den Eco-Indicator 99, wird hier nicht als sinnvoll angesehen. Dadurch werden zu viele Informationen zusammengefasst, so dass Ergebnisse verschiedener Teilsysteme oder verschiedener Betriebe nicht miteinander verglichen werden können. Die große Anzahl an Wirkungskategorien bei der UBA- und CML-Methode wiederum erschwert die Anwendbarkeit hinsichtlich eines vertretbaren Aufwands und verschlechtert Übersichtlichkeit und Verständlichkeit der Ergebnisse. Außerdem sind viele Ursachen-Wirkungs-Beziehungen nicht (vollständig) bekannt. Die Berechnung von Indikatoren, die zur Bewertung von Umweltauswirkungen herangezogen werden, beruht häufig auf vereinfachenden Annahmen. Ein weiteres Problem stellt die Auswahl eines Referenzsystems dar, an dem die Bewertung des untersuchten Systems gemessen werden kann. Die Auswahl des Referenzsystems bestimmt jedoch das Ergebnis der Bewertung von Umweltauswirkungen entscheidend mit.

MIPS und KEA können auf bestimmte Stoff- und/oder Energieströme bezogen berechnet werden, je nachdem auf welcher Ebene die Bilanzierung der Stoff- und Energieströme erfolgt. Damit wird Auskunft darüber gegeben, wie viel Input an Rohstoffen, Materialien oder Einzelstoffen bzw. -substanzen innerhalb des Bezugszeitraums verbraucht werden, um den Referenzstoff- oder -energiestrom herzustellen. Beim MIPS- und KEA-Konzept besteht der Anspruch, den gesamten Lebenszyklus eines Gutes (Produkt oder Service) zu berücksichtigen. Dieser Anspruch kann hier nicht übernommen werden. Die Untersuchung der nicht-intendierten Outputs eines Systems umfasst nur eine bestimmte zeitliche Periode, z.B. ein Betriebsjahr. Außerdem werden keine so genannten Vorketten, z.B. zur Herstellung von Produktionsanlagen und -geräten berücksichtigt. Trotzdem können Material-Input oder kumulierter Energieaufwand für die Bereitstellung eines Produktes bzw. Outputs (z.B. die Bereitstellung einer Tonne Rohbraunkohle im Tagebaubetrieb), auch für die „Herstellung“ nicht-intendierter Outputs, innerhalb der vorgegebenen Systemgrenzen sowie auf einen definierten Zeitraum bezogen, angegeben werden und als Vergleichsgrößen dienen.

Um das Kostenverhalten aller Stoff- und Energieströme analysieren zu können, können den Stoff- und Energieströmen sowohl die bei der Beschaffung entstandenen (Material-)Kosten als auch die Verarbeitungskosten (Prozesskosten), Verwaltungskosten und Entsorgungskosten zugeordnet werden, wenn zuverlässige Kostendaten zur Verfügung stehen. Damit soll transparent gemacht werden, dass die Kosten für die Beschaffung, Verarbeitung und Entsorgung der Materialien, die nicht in das Produkt eingehen, einen wesentlichen Anteil an den gesamten Herstellungskosten haben. So können erhebliche Einsparpotentiale aufgedeckt werden. Anhand der Kostenbewertung muss deutlich werden, welche nicht-intendierten Outputs für ein Unternehmen ökonomisch besonders relevant sind. Im Weiteren muss analysiert werden, worin die Gründe dafür bestehen, z.B. Verwendung teuren Materials, komplizierte Herstellungs-

verfahren, eine aufwändige Entsorgung, Zertifikatehandel, Abgaben bzw. ob und wie diese beeinflussbar sind. Eine ökonomische Bewertung der Stoff- und Energieströme bzw. der nicht-intendierten Outputs setzt die Verfügbarkeit detaillierter Kostenangeben voraus. Eine Kategorisierung in Gut, Übel und Neutrum kann u.U. sinnvoll sein.

Für die Einführung eines *Benchmarkings* werden Kennzahlen auf Basis der ermittelten Stoff- und Energieströme gebildet, wenn möglich unter Einbeziehung der Kosten. Die Angabe absoluter Größen als Kennzahlen eignet sich zwar zur Beschreibung und Auswertung eines untersuchten Systems, nicht aber zum Vergleich zwischen Betrieben oder Prozessen. Daher werden relative Kennzahlen definiert, mit denen die Teilsysteme und das Gesamtsystem charakterisiert werden können.

Trotz der Kritik an der Verwendung von Grenzwerten zur Bewertung von Stoff- und Energieströmen werden aus Gründen der Praktikabilität auch zur Bewertung der nicht-intendierten Outputs Grenzwerte herangezogen, aber nicht im Sinne einer Wirkungs-abschätzung, sondern im Hinblick auf die Beurteilung der Einhaltung gesetzlicher Vorgaben. Um sicherstellen zu können, dass Unternehmensziele und gesetzliche Vorgaben erreicht bzw. eingehalten werden, ist die Kenntnis der Herkunft und Zusammensetzung aller Stoff- und Energieströme grundlegende Voraussetzung. Anfall und Zusammensetzung vieler Stoff- und Energieströme im Bergbau sind lagerstättenabhängig und nicht beeinflussbar (Roherz, Rohkohle, Abraum, Staub, Grubenwasser etc.). Ihre Behandlung muss unter Umständen erfolgen, um die Einhaltung gesetzlicher Vorschriften sicherzustellen.

Flächennutzung und Flächenumwandlung werden bisher nicht bewertet, sollen aber zukünftig berücksichtigt werden. Da die oben genannten Schwierigkeiten bei der Bewertung der Auswirkungen auf die Umwelt auch für die Auswirkungen der Landnutzung gelten, insbesondere hinsichtlich der Auswahl von Indikatoren und Referenzsystemen, wird auf eine umfassende ökologische Bewertung der Auswirkungen der Landnutzung verzichtet. In die Bilanzierung werden die umgewandelten und genutzten Flächen miteinbezogen und nach Möglichkeit ihre Nutzungsart benannt.

Mit den nicht-intendierten Outputs sollen die Stoff- und Energieströme bewertet werden, die das Gesamtsystem verlassen und nicht Produktionsziel sind. Zur besseren Anschaulichkeit wird das Gesamtsystem in mehrere Teilsysteme gegliedert, die auch separat betrachtet werden können. Dabei sollen die Auswirkungen der nicht-intendierten Outputs auf Mensch und Umwelt im Sinne einer Wirkungsabschätzung (die z.B. zur Quantifizierung eines Schadens notwendig wäre) nicht berücksichtigt werden, weil die Auswirkungen der einzelnen emittierten Stoff- und Energieströme in sehr unterschiedlicher Art und Weise sowie in unterschiedlichen Räumen (z.B. lokal, regional, global) stattfinden, so dass v.a. im Hinblick auf ihre große Anzahl und Vielfalt kein einheitlicher Bewertungsmaßstab gefunden werden kann. Die Methodik zur Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs kann durch die vorgestellten Bewertungsmethoden ergänzt werden. Eine abschließende Bewertung erfolgt argumentativ. Wenn möglich können Maßnahmen zur Verminderung bzw. Vermeidung nicht-intendierter Outputs empfohlen werden. Durch die Untersuchung einer großen Anzahl verschiedener Betriebe kann eine eigene Datenbasis für Vergleiche (*Benchmarkings*) geschaffen werden.

3 Beschreibung des Gesamtsystems „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Methodik zur Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs für das Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ in der Bundesrepublik Deutschland entwickelt. Das Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung der Braunkohle“ lässt sich in mehrere Teilsysteme untergliedern. Es umfasst die bergbauliche Gewinnung der Braunkohle und ihre Verstromung, im Hinblick auf zukünftige Entwicklungen inklusive der Abscheidung und Verdichtung des dabei anfallenden Kohlendioxids (CO_2). Dabei wird wie in Kapitel 2.1.1 beschrieben vorgegangen. Im Folgenden werden die Rahmenbedingungen für die Gewinnung und Verstromung der Braunkohle in Deutschland umrissen, das Gesamtsystem beschrieben und die für die Ermittlung der nicht-intendierten Outputs in diesem Zusammenhang wichtigen Systemgrenzen festgelegt.

Unter Berücksichtigung der geologischen (lagerstättenspezifischen) und klimatischen (und soziokulturellen) Gegebenheiten vor Ort lassen sich die Prozesse bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle nur innerhalb vorgegebener Rahmenbedingungen erfassen, bewerten, vergleichen und optimieren. Der Umgang mit Stoff- und Energieströmen richtet sich dabei nach produktionstechnischen Notwendigkeiten, sicherheitstechnischen Erfordernissen sowie den Vorschriften zum Schutz von Gesundheit und Umwelt etc. Für den Standort Deutschland leiten sich diese Rahmenbedingungen aus nationalen Regelwerken, den gesetzlichen Regelungen der Europäischen Union (EU) und internationalen Abkommen ab.

3.1 Energierohstoff Braunkohle

Braunkohle wird weltweit als Energieträger genutzt. In 64 Ländern der Erde sind Braunkohlenvorkommen nachgewiesen (Ressourcen). 43 Länder verfügen unter Berücksichtigung des derzeitigen Standes der Technik über wirtschaftlich gewinnbare Reserven. Braunkohle stellt einen Energierohstoff mit hoher Versorgungssicherheit und für viele Jahrzehnte gesicherter Verfügbarkeit dar. Die Jahresfördermenge an Braunkohle wird weltweit zu ca. 87 % zur Stromerzeugung eingesetzt. 11 % dienen der Bereitstellung von Energie zum Heizen und Kochen. Aus 2 % der Braunkohle werden Veredlungsprodukte hergestellt. Weltweit werden ca. 16 % des Strombedarfs durch die Gewinnung und Verstromung von Braunkohle gedeckt. [Asmus & Thielemann, 2009]

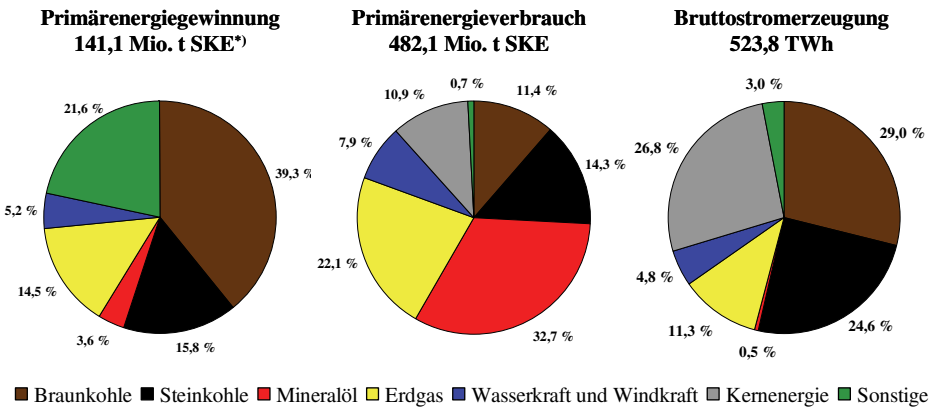
Braunkohlen sind lagerstättenbedingt technisch und wirtschaftlich meist günstiger gewinnbar als Steinkohlen. Im Gegensatz zur Steinkohle wird Braunkohle vorwiegend im Tagebau gewonnen. [Strauß, 2006]

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe [BGR, 2008] unterscheidet Hartkohle (Hartbraunkohle, Steinkohle und Anthrazit) mit einem Energiegehalt von mehr als 16.500 kJ/kg und Weichbraunkohle mit einem Energiegehalt unter 16.500 kJ/kg (aschefrei). Die Begriffe Braunkohle, Rohbraunkohle und Weichbraunkohle werden hier synonym benutzt. Wegen des geringen Energie- und des hohen Wassergehaltes wird Braunkohle vorwiegend für eine lagerstättennahe Verstromung eingesetzt. Ende 2007 waren weltweit 279 Mrd. t Reserven und 4.182 Mrd. t Ressourcen an Braunkohle ausgewiesen. Im Jahr 2007 wurden weltweit insgesamt 978,0 Mio. t Braunkohle gefördert, 566,1 Mio. t (ca. 58 %) in Europa.

Die wichtigsten zehn Förderländer sind:

- Deutschland mit 180,4 Mio. t Braunkohle pro Jahr (2007),
- Australien mit 72,3 Mio. t,
- Russland mit 71,3 Mio. t,
- USA mit 71,2 Mio. t,
- Türkei und China mit jeweils 70,0 Mio. t,
- Griechenland mit 64,4 Mio. t,
- Polen mit 57,5 Mio. t,
- Tschechische Republik mit 54,5 Mio. t und
- Serbien mit 36,5 Mio. t. [BGR, 2008]

Mit einer Fördermenge von 180,4 Mio. t hatte die Braunkohle im Jahr 2007 einen Anteil von 39,3 % an der inländischen Primärenergiegewinnung. Insgesamt wurden in Deutschland 2007 165,2 Mio. t (91,6 %) an die tagebaunahen Kraftwerke zur Stromerzeugung sowie in kleine Industrie- oder Heizkraftwerke regionaler Energieversorger als Brennstoff geliefert. Die Herstellung veredelter Brennstoffe für den Wärmemarkt, wie z.B. Briketts, Koks, Brennstaub und Wirbelschichtkohle, spielen nur eine untergeordnete Rolle. Braunkohle wird vorwiegend zur Grundlaststromerzeugung eingesetzt. Sie hat eine besondere Bedeutung für die Strombereitstellung in Deutschland, weil sie der einzige heimische fossile Energieträger ist, der ausreichend verfügbar und ohne Subventionen wirtschaftlich nutzbar ist. Abbildung 7 verdeutlicht die Stellung der Braunkohle in der deutschen Energiewirtschaft. [Kaltenbach & Maaßen, 2008]



*) 1 kg SKE (Steinkohleeinheit) entspricht 29.308 kJ

Abbildung 7: Angaben zur Energiewirtschaft in Deutschland 2007 [Statistik, 2009]

Zur Beurteilung der Kohle wird zwischen Rohkohle sowie der wasser- und aschefreien Substanz (Reinkohle) unterschieden. Rohkohle enthält brennbare und nicht brennbare Bestandteile. Zu den nicht brennbaren Bestandteilen gehören mineralische Stoffe und Wasser (als adsorptiv gebundenes Haftwasser im intergranularen Raum, chemisorptiv über Wasserstoffbrückenbindungen, Kapillareffekte etc.) sowie nicht brennbare Gase wie Stickstoff (N_2) und Kohlendioxid (CO_2). Die wasser- und aschefreie (organische) Substanz enthält nur das Brennbare der festen und flüchtigen Bestandteile. Flüchtige Bestandteile sind diejenigen Anteile der organischen Brennstoffsubstanz, die beim Erhitzen auf 900°C entweichen. Die flüchtigen

Bestandteile beeinflussen das Zünd- und Brennverhalten, sie sind bestimmend für die Auslegung von Kraftwerken (insbesondere der Feuerung). Der Gehalt an Asche (Glührückstand der mineralischen Begleitstoffe) wird als Maß für die im Brennstoff enthaltenen Mineralstoffe verwendet, ist aber mit dem eigentlichen Mineralstoffgehalt nicht identisch. Kenntnisse über Zusammensetzung und Schmelzverhalten der Asche sind wichtig für die Beurteilung von Verschlackungen und Staubablagerungen beim Betrieb einer Feuerungsanlage. [Strauß, 2006]

Auf Grund sehr verschiedener Bildungsbedingungen der Braunkohlenlagerstätten sowie der Unterschiede im Grad der chemischen und physikalischen Umwandlungsprozesse variieren Eigenschaften bzw. Qualitäten der Braunkohlen sehr stark. Unterschiede hierin sind auf Unterschiede im petrographischen Aufbau zurückzuführen, d.h. auf verschiedene Gehalte an Bitumen, Huminsäuren und Restkohle. Daraus ergeben sich die verschiedenen Anteile an wichtigen funktionellen Gruppen wie Carboxyl-, Carbonyl-, Hydroxyl- und Methoxylgruppen.

Die Inkohlung verläuft in drei Phasen. In der ersten (biochemischen) Phase entsteht unter normalen Druck- und Temperaturbedingungen und unter zunehmend anaeroben Bedingungen zuerst Torf, der mit fortschreitendem Absinken in Braunkohlen übergeht, die chemisch und morphologisch heterogen sind. Der niedrigste Inkohlungsgrad wird als Weichbraunkohle bezeichnet. In der zweiten (geochemischen) Phase bilden sich aus den Braunkohlen Steinkohlen, indem die kohleführenden Schichten in größere Teufen versenkt werden, wobei Druck und Temperatur zunehmen (entspricht Diagenese unter mächtiger Überlagerung durch Sedimente). Es sind v.a. die Temperatur und die Zeitdauer ihres Einwirkens, die den Inkohlungsgrad bestimmen. Mit steigenden Temperaturen in größerer Tiefe geht die Weichbraunkohle über Hartbraunkohle, Mattbraunkohle und Glanzbraunkohle in Steinkohle über. Der Übergang von Anthrazit zu Graphit stellt die dritte Phase der Inkohlung dar (Metamorphose). Mit dem Begriff Inkohlung wird die geochemische Umwandlung organischer Sedimente bei erhöhter Umgebungstemperatur beschrieben. Entsprechend der Umgebungstemperatur werden funktionelle Gruppen abgespalten, was zur Anreicherung des Kohlenstoffgehalts und zur Aromatisierung des Kohlenstoffgerüsts führt. Wasserstoff-, Sauerstoffgehalt und der Anteil flüchtiger Bestandteile nehmen ab, siehe Abbildung 8. [Klaus, 1987], [Kurtz et al., 2005], [Wanzl & Maerz, 2005]

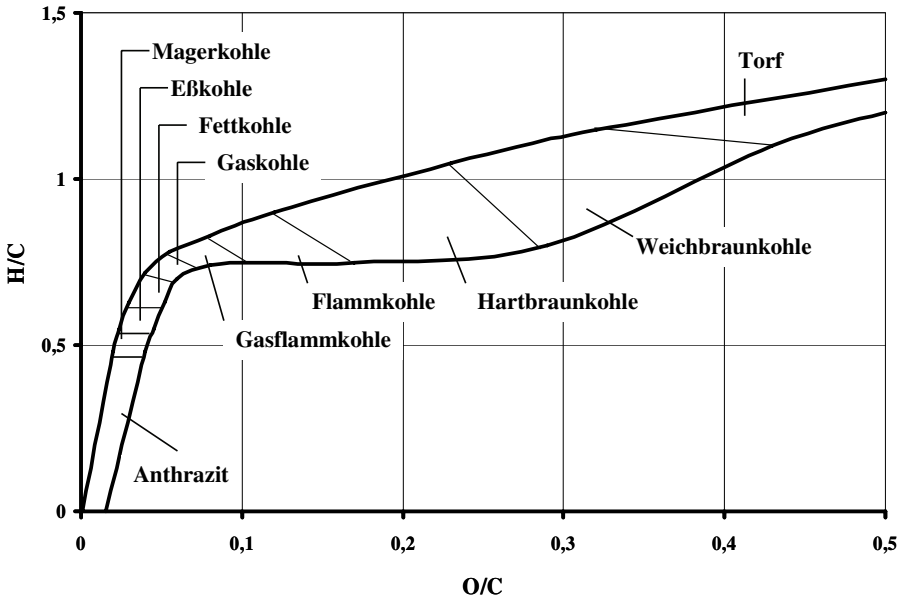
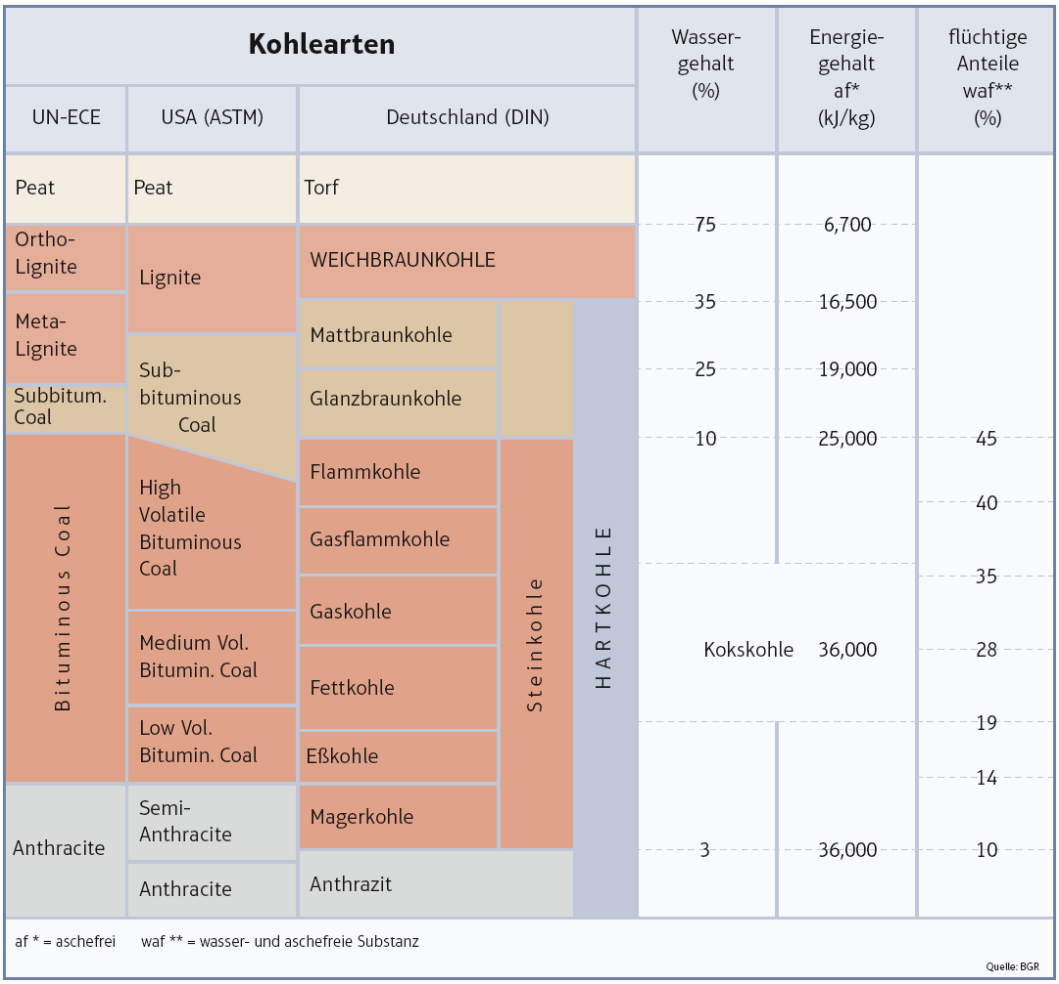


Abbildung 8: Modifiziertes Van-Krevelen-Diagramm, nach [Van Krevelen, 1961]

Zur Charakterisierung der Brennstoffeigenschaften von Kohle wird das in Abbildung 9 dargestellte Klassifizierungsschema verwendet.



UN-ECE United Nations Economic Commission for Europe
USA (ASTM) USA American Society for Testing and Materials
DIN Deutsches Institut für Normung

Abbildung 9: Internationale Klassifikation der Kohle [Statistik, 2009]

Angaben zur Charakterisierung von Braunkohle sind unterer und oberer Heizwert. Sinterpunkt, Erweichungspunkt, Fließpunkt charakterisieren das Verbrennungs- und Ascheerweichungsverhalten der Braunkohle. [Kurtz et al., 2005]

Braunkohlen unterscheiden sich in ihrer Elementarzusammensetzung, d.h. beim Gehalt an Kohlenstoff (μ_C), Wasserstoff (μ_H), Schwefel (μ_S), Sauerstoff (μ_O), Stickstoff (μ_N), Wasser (μ_W) und Asche (μ_A), wie Tabelle 2 zu entnehmen ist. Die Zusammensetzung der Asche wird als Oxidationsanalyse bestimmt und ist in Tabelle 3 aufgeführt.

Tabelle 2: Chemische Zusammensetzung der Braunkohle [Kurtz et al., 2005]

Rohkohle	
Wassergehalt μ_W [%]	15 – 65
Aschegehalt μ_A [%]	1 – 60
Reinkohle (wasser- und aschefreie Substanz)	
Kohlenstoffgehalt μ_C [%]	62 – 78
Wasserstoffgehalt μ_H [%]	4 – 6
Sauerstoffgehalt μ_O [%]	16 – 34
Stickstoffgehalt μ_N [%]	0,5 – 1,5
Schwefelgehalt μ_S [%]	0,5 – 5

Tabelle 3: Hauptbestandteile der Asche [Effenberger, 2000]

Asche-Bestandteile	
Siliziumoxid μ_{SiO_2} [%]	5 – 30
Aluminiumoxid $\mu_{Al_2O_3}$ [%]	4 – 15
Eisenoxid $\mu_{Fe_2O_3}$ [%]	4 – 25
Kalziumoxid μ_{CaO} [%]	15 – 50
Magnesiumoxid μ_{MgO} [%]	3 – 15
Schwefeltrioxid μ_{SO_3} [%]	10 – 40
Phosphorpentoxid $\mu_{P_2O_5}$ [%]	0,1 – 1,8
Kalium- und Natriumoxid $\mu_{K_2O} + \mu_{Na_2O}$ [%]	0,5 – 2,0

Aus Tabelle 3 wird ersichtlich, dass bei Braunkohlenaschen Kalk (CaO) der dominierende Bestandteil ist. Folgende Minerale tragen zur Aschebildung bei: Alumosilikate (Kaolinit, Halloysit, Montmorillomit), Quarz, Magnetit, Gips, Eisensulfide (Pyrit, Markasit), Calcit, Magnesit, Dolomit und Siderit. Des Weiteren können in der Mineralsubstanz von Braunkohlen Anteile an Titan und Spuren von Schwermetallen, wie z.B. Arsen, Barium, Blei, Kobalt, Chrom, Kupfer, Mangan, Nickel, Strontium, Vanadium und Zink enthalten sein. [Effenberger, 2000]

3.2 Lagerstätten und Braunkohlenreviere in Deutschland

Die Braunkohlenlagerstätten und -reviere befinden sich in Deutschland in drei Regionen, die in der Karte in Abbildung 10 gekennzeichnet sind

- im Rheinland,
- in der Lausitz und
- zwischen Helmstedt und dem Großraum Leipzig/Halle (Mitteldeutschland).

Abbildung 10: Übersichtskarte [DEBRIV, 2007]

Die gesamten Braunkohlenvorkommen in Deutschland betragen 77 Mrd. t. Davon sind nach dem heutigen Stand der Tagbautechnik und der Energiepreise 2006 etwa 41 Mrd. t als technisch-wirtschaftlich gewinnbar klassifiziert (Reserve). In den genehmigten und erschlossenen Tagebauen sind ungefähr 6,3 Mrd. t verfügbar. Damit kann die derzeitige Förderung in den einzelnen Revieren über Zeiträume von 35 bis 40 Jahren fortgesetzt werden. [DEBRIV, 2007]

Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Gewinnung von Braunkohle im Tagebau werden v.a. von Teufe und Mächtigkeit der Deckgebirgsschichten sowie der zu gewinnenden Flöze und der Qualität der gewonnenen Braunkohle bestimmt.

Bevor die Kohle gewonnen werden kann, müssen die Deckschichten als Abraum abgetragen werden. In den deutschen Braunkohlerevieren besteht das Deckgebirge über den Kohleflözen im Wesentlichen aus Kies, Sand und Ton. Im Rheinland und in Mitteldeutschland besteht die oberste Deckschicht aus Löss. Je größer das Verhältnis von Abraum zu Kohle bei zunehmender Deckgebirgsmächtigkeit ist, desto größer sind Tagebaufläche und Fördervolumen. Für den wirtschaftlichen Betrieb eines Tagebaus können Begleitrohstoffe im Deckgebirge, in den Mitteln und im Liegenden des Rohstoffkörpers entscheidend sein. Begleitrohstoffe, wie z.B. Kies, Sand, Ton, Torf oder Findlinge, verringern die zu verkippenden Abraummassen. In Deutschland werden v.a. Sand und Kies im Zusammenhang mit der Braunkohlengewinnung abgebaut und von der Sand- und Kiesindustrie genutzt. [Strzodka u.a., 1979], [Müller & Schumacher, 2009]

In Tabelle 4 und Tabelle 5 sind Angaben zu Fördermengen, Stromerzeugung und Qualität der Braunkohle nach Revieren in Deutschland zusammengestellt.

Tabelle 4: Überblick über Gewinnung und Verstromung der Braunkohle in den Revieren 2007 nach Angaben von [Statistik, 2009]

Revier	***Abraum-bewegung (AR)***	***Braunkohlen-gewinnung (RBK)***	***Förder-verhältnis AR/RBK***	***Einsatz in Kraftwerken***	***Bruttostrom-erzeugung***
	Mio. m³	Mio. t		Mio. t	TWh
Rheinland	436,186	99,752	4,37 : 1	88,6	79,0
Lausitz	449,407	59,460	7,56 : 1	56,9	53,5
Mitteldeutschland	75,332	19,082	3,95 : 1	17,6	20,8
Helmstedt	9,179	2,116	4,34 : 1	2,1	2,6
gesamt	970,104	180,41	5,38 : 1	165,2	155,9

Tabelle 5: Braunkohlequalität in den Revieren nach [DEBRIV, 2007]

	unterer Heizwert (H_u) in kJ/kg	***Aschegehalt in %***	***Wassergehalt in %***	***Schwefelgehalt in %***
Rheinland	7.800 – 10.500	1,5 – 8,0	50 – 60	0,15 – 0,5
Lausitz	7.600 – 9.300	2,5 – 16,0	48 – 58	0,3 – 1,5
Mitteldeutschland	9.000 – 11.300	6,5 – 8,5	49 – 53	1,5 – 2,1
Helmstedt	8.500 – 11.500	5,0 – 20,0	40 - 50	1,5 – 2,8

Das Rheinische Revier liegt im Westen Nordrhein-Westfalens. Dort lagern insgesamt 55 Mrd. t Braunkohle. Es erstreckt sich innerhalb des Städtedreiecks Köln-Aachen-Mönchengladbach über eine Fläche von 2.500 km² und gilt als das größte erschlossene Braunkohlenvorkommen in Europa. Die Gewinnung der Braunkohle erfolgt in einer Teufe zwischen 40 und 350 m. Die Mächtigkeit der Flöze beträgt 3 bis 70 m. In den drei Tagebauen des Rheinischen Reviers – Hambach, Garzweiler und Inden werden Bagger-Band-Absetzer-Systeme eingesetzt (Kapitel 3.3.2). Bis Ende 2006 wurden im Rheinland Flächen von ca. 30.000 ha durch den Braunkohlenbergbau in Anspruch genommen. 70 % davon wurden bereits rekultiviert und einer Folgenutzung zugeführt. An fünf Standorten wird die Rohbraunkohle verstromt (Frimmersdorf, Neurath, Niederaußem, Weisweiler und Goldenberg). [DEBRIV, 2007]

Das Lausitzer Revier erstreckt sich vom Südosten des Landes Brandenburg bis in den Nordosten des Freistaates Sachsen. In der Lausitz umfassen die Vorräte insgesamt 12 Mrd. t Braunkohle. Die Rohbraunkohle wird in den drei Tagebauen Jänschwalde, Cottbus-Nord und Welzow-Süd im Land Brandenburg sowie im sächsischen Tagebau Nochten abgebaut. Es ist geplant, den gestundeten Tagebau Reichwalde in Sachsen 2010 wieder anzufahren. Die Tagebaue in der Lausitz haben eine Teufe zwischen 80 und 120 m. Die Lausitz ist von Heide- und Waldlandschaft geprägt mit vorwiegend eiszeitlichen Sandböden.

In der Lausitz sind vier Braunkohlenflöze ausgebildet. Der erste Flözhorizont ist bereits weitestgehend ausgekohlt (Lausitzer Oberflöz). Der zweite Flözhorizont ist eben bis flachwellig gelagert, hat eine Mächtigkeit von 8 bis 14 m und befindet sich in Teufen von 30 bis 100 m. Der

dritte Lausitzer Flözhorizont ist kaum abbauwürdig. Der vierte Flözhorizont hat eine Mächtigkeit von bis zu 12 m und befindet sich in Teufen von 160 bis 220 m. Wegen der Teufenlage und Grundwassermineralisationen ist er zurzeit nicht wirtschaftlich abbaubar. Das Deckgebirge besteht aus Lockergestein mit wechselndem Anteil bindiger Bodenarten. Auf Grund der lagerstättenseitigen Gegebenheiten – gleichmäßige Ablagerung der Kohle in geringer Tiefe – werden im Lausitzer Revier Direkt-Versturz-Systeme eingesetzt (Kapitel 3.3.3).

Die Braunkohle wird v.a. in den Kraftwerken der Standorte Jänschwalde und Schwarze Pumpe in Brandenburg sowie am Standort Boxberg in Sachsen verstromt. Im Lausitzer Revier wurden bis Ende 2006 etwa 83.000 ha Fläche durch den Braunkohlenbergbau in Anspruch genommen. Davon konnten nach Rekultivierung 59 % einer Folgenutzung zugeführt werden. [Merten & Kühndelt, 1994], [DEBRIV, 2007], [Maaßen & Schiffer, 2009]

Das Mitteldeutsche Revier erstreckt sich um Leipzig herum vom Südosten des Landes Sachsen-Anhalt bis in den Nordwesten des Landes Sachsen. Insgesamt lagern hier 10 Mrd. t Braunkohle. Die Tagebaue haben eine Teufe zwischen 80 und 120 m. Die Mächtigkeit der Flöze liegt zwischen 10 und 30 m. Wie im Rheinland werden v.a. Bagger-Band-Absetzer-Systeme eingesetzt (Kapitel 3.3.2).

Im südlichen Teil des Reviers befindet sich in Sachsen-Anhalt der Tagebau Profen und im Freistaat Sachsen der Tagebau Vereinigtes Schleenhain. Hauptabnehmer der in den beiden Tagebauen geförderten Rohbraunkohle sind die Kraftwerke Lippendorf und Schkopau. Ausgeprägte Muldenstrukturen erfordern im Mitteldeutschen Revier neben dem Einsatz von kontinuierlich arbeitenden Bagger-Band-Absetzer-Systemen den Einsatz mobiler Fördertechnik. Dazu werden Fräswalzen (*Continuous Surface Miner* vom Typ *Easy Miner*) und Schwerlastkraftwagen (SKW) zur (diskontinuierlichen) Gewinnung der Rohbraunkohle aus Kessellagen und aus geringmächtigen Flözen eingesetzt. Den Einsatz der kleinen mobilen Flotte im Tagebau Profen beschreibt [Chadwick, 2008] ausführlich. Im Tagebau Amsdorf (Sachsen-Anhalt) wird Braunkohle mit hohem Bitumengehalt gewonnen. Daraus wird Rohmontanwachs als Grundstoff für viele Industriezweige hergestellt.

Die wirtschaftlich erschließbaren Vorräte im Helmstedter Revier in Niedersachsen werden in knapp 10 Jahren ausgekohlt sein. Die im Tagebau Schöningen geförderte Braunkohle wird im Kraftwerk Buschhaus verstromt. Insgesamt wurden in Mitteldeutschland ca. 51.000 ha durch den Braunkohlenbergbau in Anspruch genommen. Davon wurden bis Ende 2006 ca. 73 % rekultiviert und einer Folgenutzung zugeführt. [DEBRIV, 2007]

3.3 Kontinuierliche Tagebautechnik

3.3.1 Definition und Voraussetzungen

Die Wirtschaftlichkeit eines Tagebaubetriebes hängt wesentlich von der eingesetzten Technik ab. Unter Tagebautechnik soll hier die Gesamtheit aller technischen Maßnahmen (Technologie) und Mittel (Maschinen, Apparate, Geräte, Anlagen) verstanden werden, die zur Gewinnung der Braunkohle im Tagebau eingesetzt werden. Die Entscheidung darüber, welche Tagebautechnik eingesetzt wird, hängt in erster Linie von der abzubauenden Lagerstätte ab. Dabei sind folgende Faktoren besonders zu berücksichtigen

- die Eigenschaften der Deckgebirgsschichten,
- die Ablagerungsformen der Lagerstätte, des Deckgebirges und des umgebenden Gebirges,

- die hydrogeologischen Verhältnisse und damit die
- Entwässerbarkeit der Lagerstätte, des Deckgebirges und des umgebenden Gebirges.

Für die Auswahl der Tagebautechnik ist es von entscheidender Bedeutung, ob Locker- oder Festgestein abgebaut werden soll. Aus den Bildungsbedingungen einer Lagerstätte kann abgeleitet werden, ob in der Lagerstätte oder im Deckgebirge die Homogenität der Schichten gestört ist, so dass der Einsatz kontinuierlich arbeitender Gewinnungsgeräte teilweise oder ganz ausgeschlossen werden kann. Von der Korngröße des Gesteins bzw. der Klüftigkeit oder den Karsthohlräumen hängt es ab, ob Lagerstätte und Deckgebirge entwässert werden müssen, damit Trockengewinnungsverfahren eingesetzt werden können oder ob Nassgewinnungsverfahren zum Einsatz kommen. Die Lagerstätten, die im Tagebaubetrieb abgebaut werden können, lassen sich nach den Ablagerungsverhältnissen in Schicht- oder Flözlagerstätten, Ganglagerstätten, Linsen und Nester sowie Stöcke unterscheiden. Die Tagebaue werden unterschieden nach den Ablagerungsverhältnissen der Lagerstätte in Einflöz-, Mehrflöztagebau und Tieftagebau; nach der Förderart in Zug-, Band-, SKW- und Direktversturztagebau oder nach der Festigkeit des zu lösenden Materials in Locker- und Festgesteinstagebau.

Da die Braunkohlenflöze in den deutschen Revieren vornehmlich von lockeren Sedimenten überdeckt und selbst direkt gewinnbar sind, wird in Deutschland überwiegend kontinuierlich arbeitende Tagebautechnik eingesetzt. Kontinuierliche Abbausysteme im Tagebau sind durch einen ununterbrochenen Ablauf der Prozesskette Gewinnung, Förderung und Verkippung des Abraums bzw. Verladen oder Zwischenbunkern der Braunkohle gekennzeichnet. Unter kontinuierlicher Tagebautechnik wird die Verknüpfung der Hauptprozesse in einer oder mehreren Geräteketten mit kontinuierlich arbeitenden Geräten und Fördermitteln verstanden. Im Lockergestein kommen v.a. kontinuierlich arbeitende Mehrgefäßbagger wie Schaufelrad- und Eimerkettenbagger zum Einsatz. Die kontinuierliche Förderung wird über Bandanlagen realisiert. Zur kontinuierlichen Verkippung werden Bandverkippungsgeräte, wie z.B. Bandwagen, Bandabsetzer oder Förderbrücken, eingesetzt. [Strzodka u.a., 1979], [Niemann-Delius & Stoll, 2009],

In Deutschland werden hauptsächlich zwei Systeme kontinuierlicher Tagebautechnik eingesetzt, die in den folgenden Kapiteln kurz vorgestellt werden.

3.3.2 Bagger-Band-Absetzer-Systeme

Aus den Ablagerungsverhältnissen ergeben sich vor Ort die Einsatzmöglichkeiten für die Gewinnungsgeräte und Fördertechnologien. Bagger-Band-Absetzer-Systeme sind hinsichtlich der Ablagerungsbedingungen flexibel und können an Unregelmäßigkeiten im Flöz angepasst werden. Einschränkungen ergeben sich durch die Grabkräfte des Baggers und die Stückigkeit des Fördergutes hinsichtlich der Bandförderung. Schlechtere Bedingungen sind beherrschbar, führen jedoch zur Verminderung der Effektivität. Die kontinuierliche Gewinnung erfolgt meist durch Schaufelradbagger mit Beladewagen. Schaufelradbagger können bestimmte Schichten selektiv gewinnen, die dann z.B. für einen gezielten Kippenaufbau verwendet werden können. Die Förderung (Gurtförderung) ist strossengebunden. Zur Verkippung werden Bandabsetzer eingesetzt. Die Materialübergabe auf den Absetzer erfolgt durch Bandschleifenwagen. Diese Geräte sind über stationäre und/oder rückbare Bandanlagen miteinander verbunden. Sowohl Abraum als auch Kohle werden so abgebaut, zu Bandsammelpunkten gefördert und vor dort aus den Absetzern bzw. Kohlelagerplätzen oder –bunkern zugeführt. Die Kippe kann ohne gerätetechnische Einschränkungen gestaltet werden.

Abbildung 11 zeigt schematisch die Betriebsvariante eines Braunkohlentagebaus mit Bagger-Band-Absetzer-System (Strossenförderung), wie sie z.B. im Rheinland angewendet wird. [Niemann-Delius & Stoll, 2009]

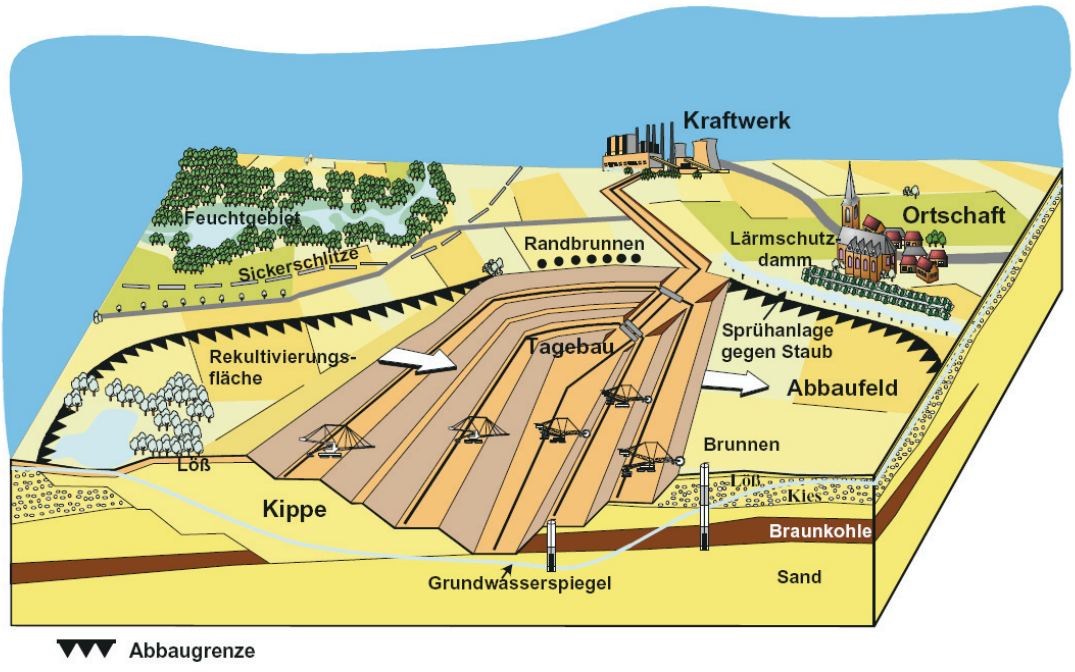


Abbildung 11: Bagger-Band-Absetzer-System [DEBRIV, 2010]

3.3.3 Direkt-Versturz-Systeme

Abraumförderbrücken sind Geräteverbände mit meist mehreren Eimerkettenbaggern zur Gewinnung des Abraums und einer Bandbrücke. Sie können als Direkt-Versturz-Systeme nur bei sehr gleichmäßigen und ruhigen Ablagerungen eingesetzt werden. Eine Anpassung an ungünstige geologische Gegebenheiten ist nur innerhalb enger Grenzen möglich. Auch eine selektive Gewinnung unterschiedlicher Schichten ist nur begrenzt möglich. In der Lausitz erfüllen ebene, ungestörte Ablagerungen der Kohleflöze und Deckgebirgsschichten mit relativ geringer Mächtigkeit und großer Ausdehnung die Voraussetzungen für den Einsatz dieser Betriebsvariante. Dabei sind die Gewinnungsgeräte direkt mit dem Verkippungsgerät verbunden. Über die Förderbrücke wird der Abraum über den offenen Tagebau hinweg transportiert (500 bis 700 m) und verkippt. Mit Abraumförderbrücken geschüttete Kippen müssen in der Regel vor ihrer Rekultivierung nachbearbeitet werden, z.B. durch Überziehen mit anderen Kippen oder Schließen der Randschläuche. In Ausnahmen ist es ausreichend, die bei der Verkippung entstehenden Rippen zu Planieren. Das wellige Gelände kann z.B. forstwirtschaftlich genutzt werden. Wenn die mögliche Abtragskapazität einer Förderbrücke geringer ist als die Mächtigkeit des Abraums zwischen Kohleflöz und Geländeoberfläche oder wenn bestimmte Schichten selektiv gewonnen werden sollen, z.B. als Material zur Wiedernutzbarmachung von Kippen, wird zusätzlich ein Vorschnittbetrieb mit Bagger-Band-Absetzer-Technik eingerichtet.

Abbildung 12 zeigt schematisch die Betriebsvariante eines Braunkohlentagebaus mit Direkt-Versturz-System, wie sie z.B. in der Lausitz angewendet wird.

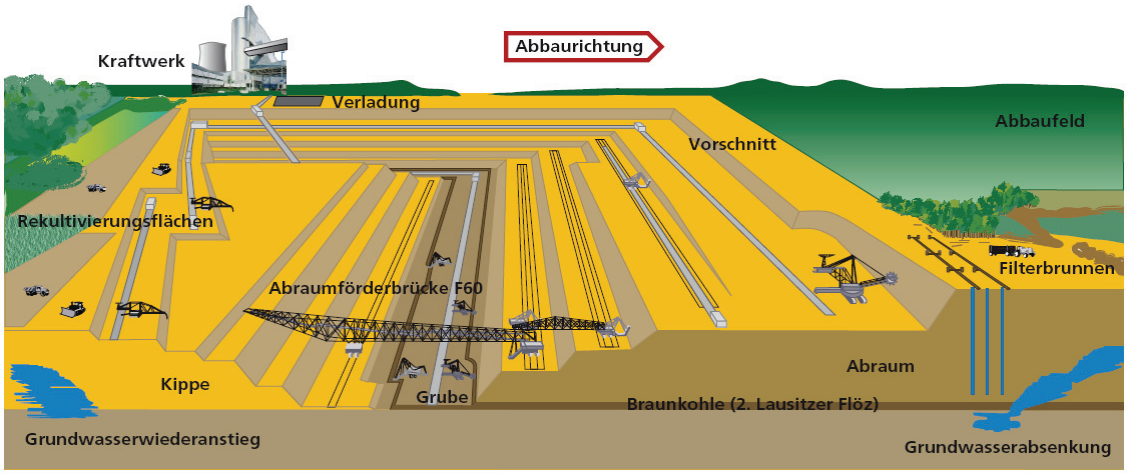


Abbildung 12: Direkt-Versturz-System [DEBRIV, 2010]

Abraumförderbrückenverbände sind – dort wo sie eingesetzt werden können – außerordentlich leistungsfähig. Sie erreichen eine bessere zeitliche Auslastung, haben geringere spezifische Produktionskosten und erfordern geringere Investitionen als der Einsatz der Strossenbandtechnik. Beim Abraumversturz entstehen jedoch Rippenkippen und Randschläuche. Die Vorteile können deshalb durch aufwändigere Rekultivierungsmaßnahmen teilweise aufgezehrt werden. [Steinmetz, 1992], [Drebenstedt, 2009], [Niemann-Delius & Stoll, 2009]

3.4 Hauptprozesse im Tagebaubetrieb

Beim Betrieb eines Tagebaus lassen sich drei Phasen unterscheiden:

- Aufschluss,
- Abbau/Gewinnung im Regelbetrieb sowie
- Auslauf/Rekultivierung.

Zum Aufschluss eines Braunkohlentagebaus gehören sämtliche Maßnahmen und Tätigkeiten, die der Vorbereitung des Abbaus dienen. Der Aufschluss eines Tagebaus entspricht der Aus- und Vorrichtung einer Lagerstätte im Tiefbau. Beim Aufschluss und auch im Regelbetrieb des Tagebaus müssen zunächst die über der Lagerstätte anstehenden Deckgebirgsschichten als Abraum abgeräumt werden. Der Abbau der so freigelegten Rohbraunkohle erfolgt im Anschluss daran in einer offenen Grube.

Abbau bzw. Gewinnung im Regelbetrieb ist die zeitlich längste Phase des Tagebaubetriebs. Abraum und Rohbraunkohle müssen aus ihrem gewachsenen Verband gelöst, das aufgelockerte Gestein gewonnen, verladen und transportiert sowie zur weiteren Verarbeitung an einer Abkippstelle verkippt bzw. erneut verladen und/oder aufgehaldet werden. Mit dem Verkippen des Abraums beginnt die abbaubegleitende Rekultivierung. Sie erfolgt während des Regelbetriebs im Tagebau. Bei der abbaubegleitenden Rekultivierung geht es v.a. um die Nutzung des Abraums bzw. der Abraumhalden (z.B. durch selektiven Abbau, Transport und Verkippung kulturfähigen Abraums), die Stabilisierung und Gestaltung der Kippen sowie die sich anschließende Begrünung, Bewirtschaftung und Bepflanzung.

Mit dem Erreichen des geplanten Endstandes beginnt der Auslauf eines Tagebaus. Auf Grund gesetzlicher Vorschriften, die in Kapitel 3.7 erläutert werden, müssen heute bereits vor der Genehmigung eines Tagebaus und während des Abbaus Pläne für seinen Auslauf, die künftige Landschaftsgestaltung und -nutzung erstellt werden. Es muss dargelegt werden, unter welchen Voraussetzungen welche betrieblichen Schritte unternommen werden, um forstliche, landwirtschaftliche, fischereiliche, bauliche oder Erholungsnutzung zu ermöglichen. Außerdem müssen Standorte für den Naturschutz, insbesondere für Biotop- und Artenschutz, gefunden werden. Vom Beginn der Abbauplanung an besteht die Aufgabe, ebenfalls die Folgenutzung der in Anspruch genommenen Flächen zu planen und umzusetzen.

Die Rekultivierung umfasst u.a. den Abbruch von Tagesanlagen, Bewegung und Verdichtung großer Abraum- oder Bodenmassen, Gestalten (z.B. Planieren, Böschungsgestaltung) und Erschließen (z.B. Wege- und Straßenbau) der Kippenoberflächen, Herstellung von z.B. land- und forstwirtschaftlich nutzbaren Flächen, den Umgang mit den entstandenen Restlöchern (Verfüllung mit Bodenmaterial oder Flutung mit Wasser) und die Wiederherstellung des Wasserhaushaltes inklusive der Flutung von Tagebaurestlöchern zur Gestaltung der Bergbaufolgelandschaft. Die Ziele sind dabei von der Nutzung der Flächen vor Inanspruchnahme durch den Tagebau beeinflusst.

In die Untersuchungen im Rahmen der vorliegenden Arbeit kann nur eine Auswahl von Prozessen einbezogen werden. Diese bezieht sich ausschließlich auf den Regelbetrieb von Braunkohlentagebauen. Sowohl Aufschluss als auch Auslauf und Rekultivierung befinden sich außerhalb der Systemgrenzen. Die Hauptprozesse im Regelbetrieb eines Braunkohlentagebaus sind der Abbau bzw. die Gewinnung von Abraum und Rohbraunkohle, ihre Förderung, das Verkippen des Abraums bzw. das Verladen der Rohbraunkohle. Neben den Hauptprozessen werden Wasserwirtschaft und Hilfsgerätebetrieb als Begleit- und Hilfsprozesse in die

Untersuchungen einbezogen. Als Hauptstoffströme stehen dabei Abraum, Rohbraunkohle und Grubenwasser im Vordergrund. Die drei Hauptstoffströme sind komplexe Stoffsysteme, die sich aus mehreren Stoffsystemen und aus einer Vielzahl von Komponenten zusammensetzen können. Zusätzlich muss die Flächeninanspruchnahme berücksichtigt werden. Beim Abbaggern, (Um-)Laden und Fördern des Abraums und der Rohbraunkohle entstehen nicht-intendierte Outputs, wie z.B. Staub, Vibrationen und Lärm. Außerdem wird Methan freigesetzt. Gebirgswärme sowie Abwärme von Maschinen und Apparaten tragen zwar maßgeblich zur Erwärmung der Wetter im Tiefbau bei, spielen jedoch im Tagebaubetrieb nur eine untergeordnete Rolle.

3.4.1 Abbau/Gewinnung

Bevor der Abbau beginnen kann, muss das Tagebauvorfeld beräumt werden. Dabei sind insbesondere Störstoffe zu entfernen, die den Grabprozess der Bagger stören können und solche, die nicht auf die Abraumkippe eines Tagebaus gelangen dürfen. Zur Vorfeldberäumung gehören der Rückbau von Gebäuden und anderen Bauwerken, wie z.B. Schächte ehemaliger Tiefbauanlagen, Straßen, Abwasserkanäle, Brunnen und Leitungen, das Verfüllen von zum Teil dabei entstandenen Hohlräumen, das Absuchen der freien Flächen nach Metallteilen, wie z.B. Kampfmitteln. Zur Beräumung von Forstflächen werden Bäume gerodet, das Holz abtransportiert, der Boden systematisch nach Störkörpern, insbesondere Metallteilen abgesucht, Wurzeln und Stubben zerkleinert und/oder entfernt. Vorhandene Altlasten oder verfüllte Kiesgruben können Probleme verursachen und müssen vor der Überbaggerung im Sonderbetrieb geräumt werden. Im Vorfeld eines Tagebaus werden auch archäologische Ausgrabungsarbeiten durchgeführt. [Bertrams & Witzel, 2009]

Unter Abbau wird das Lösen des Gesteins aus dem natürlichen Gebirgsverband verstanden, d.h. die Zerkleinerung in Stücke oder Späne, die mit Hilfe von Gewinnungs- und Verladegeräten auf das Fördermittel aufgegeben werden. Die Abbautechnologien lassen sich nach Abbau im Lockergestein und Abbau im Festgestein unterscheiden. Unter Lockergestein werden die Gesteinsarten verstanden, die unmittelbar mit Gewinnungsgeräten wie kontinuierlich arbeitenden Ein- oder Mehrgefäßbaggern oder diskontinuierlich arbeitenden Baggern aus dem Gebirgsverband herausgelöst und verladen werden können, wie z.B. Abraum und Braunkohle (Lösen und Laden in einem Arbeitsgang). Beim Abbau von Festgestein muss der Gebirgsverband zuerst zerstört werden. Dies kann durch Bohren, Sprengen, Aufreißen sowie Fräsen des Gebirges erfolgen. Erst danach kann das so aufgelockerte Gestein verladen werden. Das Verladen geschieht meist mit gesonderten Geräten, die denen zum Abbau von Lockergestein ähneln können (Lösen und Laden in zwei Arbeitsgängen). [Strzodka u.a., 1979]

3.4.2 Förderung

Unter Förderung wird der Transport des abgebauten Materials (Abraum, Rohbraunkohle) zu seinem Bestimmungsort verstanden. Die Fördertechnologien für den Regelbetrieb eines Tagebaus können nach dem Transportweg in Strossen- und Direktförderung eingeteilt werden. Charakteristisch für die Strossenförderung ist, dass die abgebauten Massen entlang der im Tagebau vorhandenen Strossen transportiert werden. Hierbei können die Transportwege je nach Ausdehnung des Tagebaus mehrere Kilometer betragen. Bei der Direktförderung im Brückenbetrieb wird für den Abraumtransport der kürzeste mögliche Weg entgegen der Abbaurichtung unmittelbar über das freigelegte Flöz genutzt. Die Transportentfernungen betragen hier nur einige hundert Meter. [Strzodka u.a., 1979]

3.4.3 Verkippen

Bei der Verkippung wird das durch Fördermittel transportierte Material entladen. Rohbraunkohle wird an der Abnahmestelle meist in Bunker (z.B. Hochbunker oder Grabenbunker) entladen bzw. verkippt. Der gegenüber der Rohbraunkohle in wesentlich größeren Massenströmen geförderte Abraum wird auf Kippen verkippt bzw. verstürzt. Kippen können unterschieden werden nach ihrer örtlichen Lage in Außen- und Innenkippen, Hoch- und Tiefkippen sowie Halden; nach ihrem Zweck in Hauptkippen, Vorkippen, Stützkippen, Sonderkippen und Vorratskippen sowie nach ihrer technischen Ausrüstung. Bei Einsatz von Abraumförderbrücken sind Gewinnungs- und Verkippungsgeräte über die Bandbrücke direkt miteinander verbunden. Zum Aufbau standsicherer Kippen verfügt die Brücke auf der Kippenseite über mehrere Abwurfstellen. [Strzodka u.a., 1979], [Niemann-Delius & Stoll, 2009]

3.4.4 Wasserwirtschaft

Zur Freihaltung der Lagerstätte bzw. für einen sicheren Tagebaubetrieb wird bereits vor seinem Aufschluss der Grundwasserspiegel mittels Filterbrunnenentwässerung großräumig abgesenkt. Während des Tagebaubetriebs werden zur Abriegelung seitlicher Wasserzuflüsse Randriegelbrunnen betrieben. Der Entwässerungsvorlauf vor aktiven Baggerschnitten wird durch Feldesbrunnen, das sind Filterbrunnen im Vorfeld des Tagebaus, gesichert. Wenn es erforderlich ist, werden zusätzlich Sohlenbrunnen im offenen Tagebau betrieben. Die Grundwasserabsenkung kann nicht auf den Tagebauraum begrenzt werden. Sie hat Auswirkungen auf Wasserwirtschaft und Landschaft in der Umgebung. Ihre Reichweite hängt ab von den Strömungseigenschaften des Grundwassers, den Gebirgseigenschaften, der Ausführung der Filterbrunnen und der installierten Pumpenleistung. Um die Beeinflussung der Grundwasserverhältnisse einzuschränken und die Wasserhebung zu reduzieren, werden mancherorts Dichtwände an der Tagebaugrenze gebaut. Die Wässer, die mit den Filterbrunnen gefasst werden, werden von den einzelnen Brunnen über Stich- und Sammelleitungen den Hauptableitern (Druckrohrleitungssysteme oder offene Gräben) zugeführt.

Neben der Filterbrunnenentwässerung muss zur Gewährleistung eines sicheren Tagebaubetriebs eine Oberflächenentwässerung erfolgen. Zum Oberflächenwasser gehören Niederschlagswasser (macht den größten Anteil aus), Restwasser (tritt aus den Gewinnungsböschungen aus), Regenerationswasser (tritt infolge von Versickerung und Grundwasserwiederanstieg am Kippenfuß aus, auch „Kippengrundwasser“) und Wasser, das z.B. bei Immissionsschutzmaßnahmen anfällt. Meist wird das anfallende Oberflächenwasser mit Hilfe von Grabensystemen gefasst, im freien Gefälle einem Becken (Wasserhaltung) zugeführt und gesammelt, um von dort aus mit Hilfe von Pumpen und Rohrleitungen abgeführt zu werden. [Bertrams & Witzel, 2009]

Durch die Absenkung des Grundwassers, bei Gewinnung, Förderung und Verkippung des Abraums kommt es zum Kontakt der im Nebengestein der Braunkohle enthaltenen Sulfidminerale mit Luftsauerstoff. Hauptbestandteil der Sulfidminerale ist meist Pyrit (FeS_2). Daneben kommen Markasit (FeS_2), Galenit (PbS), Chalkopyrit ($CuFeS_2$) und Sphalerit (ZnS) vor. Diese Minerale können u.a. Spuren von Silber, Arsen, Wismut, Cadmium, Kobalt, Chrom, Quecksilber, Mangan, Nickel, Antimon, Selen, Zinn, Titan, Thallium und Vanadium enthalten. Es finden Oxidations- und Austauschprozesse zwischen Wasser und Bodenmatrix statt, die zu niedrigen pH-Werten, hohen Eisen- und Sulfatgehalten sowie oft hohen Konzentrationen an toxischen und wassergefährdenden Schwermetallen im Grubenwasser führen. [Lottermoser, 2007]

Die Pyritverwitterung kann vereinfacht durch vier Reaktionsgleichungen beschrieben werden, (Rkt. 1) bis (Rkt. 4). Die Reaktionen sind exotherm. Der geschwindigkeitsbestimmende Schritt ist dabei die Fe^{2+}-Oxidation bei Kontakt mit Sauerstoff und Wasser (Rkt. 2). Durch mikrobielle Katalyse (z.B. durch *Thiobazillus ferrooxidans*) kann die Fe^{2+}-Oxidation beschleunigt werden. (Rkt. 3) fasst die Hydrolyse von Fe^{3+} zusammen. (Rkt. 4) beschreibt die Oxidation des Pyrits mit Fe^{3+} bzw. Reduktion des Fe^{3+} zu Fe^{2+}. Fe^{2+} wird erneut oxidiert usw. [Singer & Stumm, 1970], [Lottermoser, 2007]

$$FeS_2 + 7/2\ O_2 + H_2O \leftrightarrow Fe^{2+} + 2\ SO_4^{2-} + 2\ H^+ \qquad \text{(Rkt. 1)}$$

$$Fe^{2+} + 1/4\ O_2 + H^+ \leftrightarrow Fe^{3+} + 1/2\ H_2O \qquad \text{(Rkt. 2)}$$

$$Fe^{3+} + 3\ H_2O \leftrightarrow Fe(OH)_3 + 3\ H^+ \qquad \text{(Rkt. 3)}$$

$$FeS_2 + 14\ Fe^{3+} + 8\ H_2O \leftrightarrow 15\ Fe^{2+} + 2\ SO_4^{2-} + 16\ H^+ \qquad \text{(Rkt. 4)}$$

Temperatur, pH-Wert, Sickerwasserzu- und -abfluss, Verfügbarkeit von Sauerstoff und Wasser beeinflussen die Pyritverwitterung. Andere im Abraum ebenfalls vorhandene Mineralien, wie z.B. Kalziumcarbonat ($CaCO_3$, Calcit), wirken als Puffer für die gebildete Säure, d.h. können saure Grubenwässer neutralisieren. Trotzdem sind die Wässer meist untersättigt und kalkaggressiv bzw. kalklösend. Bei der Überleitung solcher Wässer in offenen Gräben kann die überschüssige Kohlensäure als Kohlendioxid (CO_2) ausgasen. Beim Transport des Grubenwassers in offenen Überleitungsgräben fällt Eisenhydroxid ($Fe(OH)_3$) aus. Die Hydrolyse von Fe^{3+} ist pH-abhängig. Bei $pH < 3$ bleibt es in Lösung, bei $pH > 3$ fallen Hydroxide aus, die zu den charakteristischen Verfärbungen der offenen Gräben führen. Insbesondere bei niedrigen pH-Werten fallen Eisenockerminerale (z.B. $Fe_{16}O_{16}(OH)_x(SO_4)_y$, Schwertmannit) aus und bilden rotbraune Ablagerungen. [Müller, 2007]

Hier werden alle im Zusammenhang mit dem Tagebaubetrieb anfallenden und abzuleitenden Wässer als Grubenwasser bezeichnet. Bevor die Grubenwässer in Vorfluter eingeleitet oder genutzt werden können, z.B. als Rohwasser für die Trinkwasseraufbereitung, als Brauchwasser für Industriebetriebe oder als Kühlwasser für Kraftwerke, werden sie in Grubenwasserreinigungsanlagen (GWRA) aufbereitet. Die wichtigsten physikalischen und chemischen Prozesse in einer GWRA und die wichtigsten Stoffströme werden in Abbildung 13 verdeutlicht.

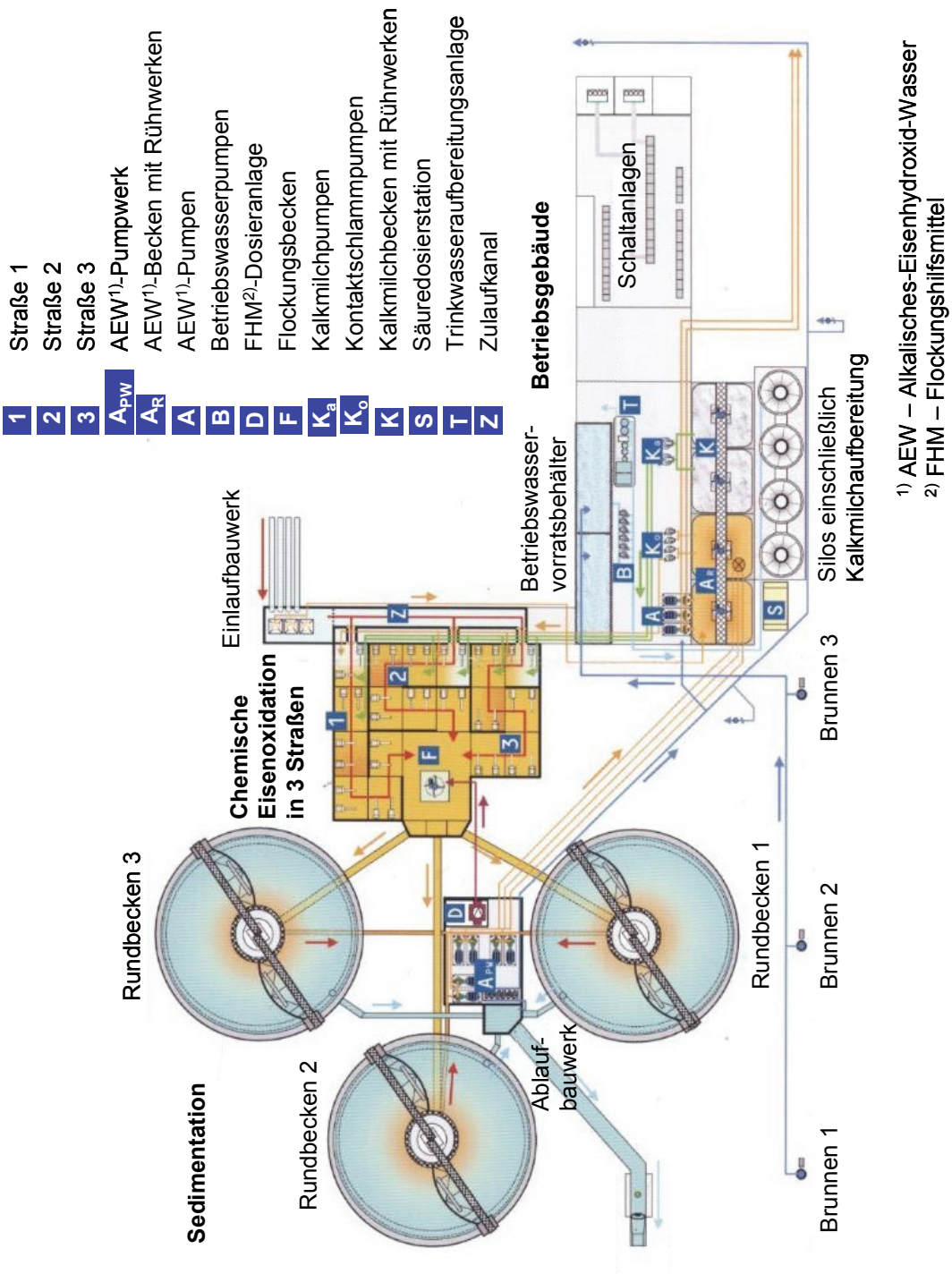


Abbildung 13: GWRA, schematisch nach [Vattenfall, 10/2006]

3.4.5 Emissionsvermeidung

Gewinnung, Förderung und Verkippung im Tagebau verursachen Staub- und Lärmemissionen. Staubemissionen entstehen hauptsächlich bei Trockenheit oder Wind auf den Kippenflächen. Um die Staubfracht, die aus den Tagebauen herausgetragen wird, möglichst gering zu halten, werden neben Schutzwänden und -dämmen technische und landschaftsgestalterische Maßnahmen ergriffen

- Installation von Bedüsungseinrichtungen an Großgeräten, Übergabestellen, Antriebsstationen und Bandanlagen,
- Installation von Sprüheinrichtungen an Förderwegen der Gewinnungs- und Verkippungsseite,
- Installation von Sprühmasten oder Nebelkanonen
- Benetzung der Kieswege innerhalb des Tagebaus,
- Ausbau des Wegenetzes mit Bitumen,
- Einsatz mobiler Beregnungsanlagen,
- Abdecken großer Flächen mit Rindenmulch,
- Zwischenbegrünung der Abraumförderbrückenkippen,
- rasches Aufforsten von Kippen- und Randflächen bzw. von Flächen vor Ortschaften.

Maßnahmen zur Vermeidung von Lärm sind

- Einhausung von Eimerrinnen und Schaufelradantrieben,
- geräuschdämmende Kapselung der Antriebe von Baggern, Absetzern und Bandanlagen,
- Einsatz lärmarmer Getriebe und Motoren,
- Einsatz lärmarmer Rollen für Fördergurte,
- Schutzdämme und -wälle vor Ortslagen.

Da die Maschinen und Großgeräte, die im Tagebau arbeiten, überwiegend Elektroantriebe haben, entstehen keine Verbrennungsabgase an ihrem Einsatzort. Fahrzeuge für Hilfsprozesse, wie z.B. Rückmaschinen, Planierraupen etc. haben Diesel- oder dieselelektrische Antriebe, die Abgase im Betrieb freisetzen (z.B. beim Herstellen des Rückplanums für die Gleisanlagen des Brückenverbandes als auch für das der Bandanlagen oder bei der Bekiesung der Arbeitsebenen zur Gewährleistung der Standsicherheit, beim Beräumen von Steinen oder Kohleputzen, bei der Personenbeförderung, beim Abtransport nicht baggerfähiger Steine, durch Beistellleistungen bei Reparaturen an den Großgeräten). [Dähnert & Ketzmer, 2006], [Bertrams & Witzel, 2009], [Drebenstedt, 2009]

3.4.6 Flächeninanspruchnahme

Wie in Kapitel 2.2.2 vorgeschlagen, werden Flächennutzung (*FN*) und Flächenumwandlung (*FU*) unterschieden. Um die Flächeninanspruchnahme insgesamt bewerten und die beiden Kenngrößen für die Nutzung zum Ressourcenabbau durch einen Braunkohlentagebau berechnen zu können, müssen verschiedene Angaben bekannt sein

- die Flächen für die unterschiedlichen Nutzungsarten (landwirtschaftliche Nutzung, Gewässer, forstwirtschaftliche Nutzung, sonstige Nutzung),

- die Nutzungsdauer vom Aufschluss bis zur abgeschlossenen Rekultivierung und
- als Bezugsgröße die Jahresfördermenge an Rohbraunkohle.

Die Flächennutzung wird nach (Gl. 1) berechnet. Die Flächenumwandlung wird nach (Gl. 2) berechnet.

$$FN = \frac{A}{\dot{m}_{RBK}} \quad \text{(Gl. 1)}$$

$$FU = \frac{A}{t \cdot \dot{m}_{RBK}} \quad \text{(Gl. 2)}$$

mit FN Flächennutzung [m²·a/t]
FU Flächenumwandlung [m²/t]
A Fläche [m²]
t Nutzungsdauer [a]
$\dot{m}_{RBK}$ durchschnittliche Jahresfördermenge an Rohbraunkohle [t/a]

3.5 Braunkohlenkraftwerke

Wegen ihres relativ geringen Energiegehaltes wird Braunkohle aus wirtschaftlichen Gründen meist vor Ort, d.h. in der Nähe der Tagebaue, in denen sie gewonnen wird, verarbeitet bzw. in Kraftwerken verstromt. Die Umwandlung der in der Rohbraunkohle chemisch gebundenen Energie in elektrische Energie erfolgt in mehreren Prozessschritten. Kraftwerke für die Elektrizitätsversorgung werden heute ausschließlich in Blockbauweise errichtet. Kessel, Turbine, Generator und Transformator gleicher Leistung bilden einen eigenständigen Block. Braunkohlenkraftwerke arbeiten im Grundlastbereich und bestehen aus mehreren Blöcken. [Schwab, 2006]

3.5.1 Konventionelle Dampfkraftwerke

Die klassischen Kraftwerke zur Stromerzeugung sind Dampfkraftwerke. Bei ihnen wird die Wärme des bei der Verbrennung von Kohle mit Luft entstehenden heißen Rauchgases dazu genutzt, Dampf zu erzeugen und diesen zu überhitzen. Die thermische Energie des Dampfes wird in der Dampfturbine in mechanische Energie (Rotationsenergie) umgesetzt. Die Rotationsenergie wird mit Hilfe von Generatoren in elektrische Energie umgewandelt. Der entspannte Dampf wird in einem Kühlsystem kondensiert und in flüssiger Phase wieder dem Dampferzeuger zugeführt (Speisewasserkreislauf). Ein Teil der bei der Stromerzeugung entstehenden Wärme kann zur Fernwärmeversorgung genutzt werden (Kraft-Wärme-Kopplung). Das entstehende Rauchgas wird in mehreren Schritten gereinigt und abgekühlt. Alle ablaufenden Umwandlungsprozesse sind mit Verlusten behaftet. Zur Wirkungsgradsteigerung von Braunkohlenkraftwerken auf zurzeit maximal 43 % haben in den letzten Jahren eine ganze Reihe von Maßnahmen beigetragen, wie z.B. Abgaswärmenutzung, Anhebung der Dampfzustände (Druck und Temperatur), Prozessoptimierung bei der Dampferzeugung, Einsatz moderner Dampfturbinen und die Verringerung des Eigenbedarfs der Kraftwerke. Der derzeitige Stand der (Staubfeuerungs-)Technik ist in Braunkohlenkraftwerken mit optimierter Anlagentechnik (BoA) mit jeweils ca. 1.000 MW Leistung repräsentiert, die z.B. in der Lausitz (Standort Boxberg), in Mitteldeutschland (Standort Lippendorf) und im Rheinland (Niederaußem) betrieben werden. Für eine weitere Effizienzsteigerung der Kraftwerke wird an der Erhöhung der Dampfparameter gearbeitet. Außerdem soll zukünftig vorgetrocknete

Braunkohle anstatt von Rohbraunkohle eingesetzt werden (BoA-Plus-Technik). Je nach Wassergehalt der Rohbraunkohle werden 10 bis 20 % der Brennstoffmenge benötigt, um das enthaltene Wasser zu verdampfen. Durch Energierückgewinnung, z.B. Nutzung der Energie der entstehenden Brüden (wasserdampfhaltige Trocknungsgase), kann der Energieaufwand für die Trocknung vermindert werden. Durch effiziente Trocknungsverfahren können Wirkungsgradsteigerungen von 10 bis 12 % erreicht werden. In Pilotanlagen werden zurzeit zwei alternative Trocknungsverfahren erprobt, die Wirbelschichttrocknung mit Abwärmenutzung (WTA) und die Mechanisch-Thermische Entwässerung (MTE). [Briem et al., 2004], [Kurtz et al., 2005] Abbildung 14 zeigt schematisch die Prozesse in einem Braunkohlenkraftwerk.

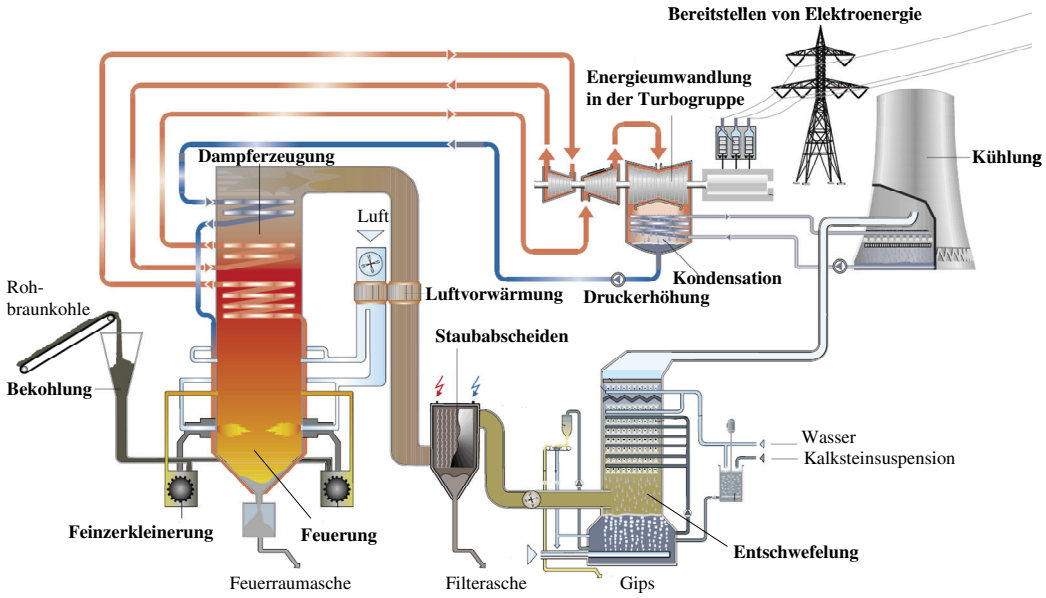


Abbildung 14: Prozesse in einem Braunkohlenkraftwerk, nach [Vattenfall, 01/2006]

3.5.2 Zukunftsorientierte Kraftwerkskonzepte

Zum Schutz des Klimas werden auch für Braunkohlenkraftwerke verschiedene Konzepte zur Reduzierung der CO_2-Emissionen diskutiert. Zwei Verfahrensvarianten sehen die CO_2-Abscheidung mit chemischen oder physikalischen Wäschen vor. Zum einen handelt es sich dabei um die der Feuerung und Rauchgasreinigung nachgeschaltete CO_2-Abscheidung (*post combustion capture*) mit einem chemischen Absorptionsmittel. Auf diese Weise kann CO_2 auch aus dem Rauchgasstrom konventioneller Kraftwerke abgeschieden werden. Die Nachrüstung bestehender Kraftwerke ist denkbar. Neue Kraftwerke können entsprechend vorbereitet werden (*capture ready*).

Zum anderen handelt es sich um die CO_2-Abscheidung aus dem Brenngasstrom nach Vergasung des Brennstoffs und Gasreinigung, also vor der Verbrennung (*pre-combustion capture*). In Kombi- bzw. so genannten IGCC-Kraftwerken (*Integrated Gasification Combined Cycle*) wird der Brennstoff zu einem Brenngas umgewandelt, dessen Hauptbestandteile Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H_2) sind. Neue Entwicklungen sehen vor, das im Brenngas enthaltene CO in CO_2 umzuwandeln, d.h. durch eine Reaktion mit Wasserdampf (Wassergas-Reaktion) in CO_2 und H_2 zu überführen (CO-Konvertierung), das CO_2 abzutrennen, zu verdichten und dauerhaft zu speichern. Die Konzentration des CO_2 ist im Synthesegas wesentlich höher als im Rauchgas, so dass es hier durch physikalische Wäsche vom H_2 getrennt werden kann. Der verbleibende Wasserstoff wird in Gasturbinen verbrannt, die Generatoren zur Stromerzeugung

antreiben. Das dabei entstehende Rauchgas wird zur Dampferzeugung genutzt. Mit dem Dampf werden Dampfturbinen betrieben, die wiederum Generatoren zur Stromerzeugung antreiben. [Lambertz & Ewers, 2006], [Radgen et al., 2006], [RWE, 2006]

Das dritte Verfahren zur Aufkonzentrierung von CO_2 im Rauchgas ist das *Oxyfuel*-Verfahren. Es arbeitet zur Verbrennung mit reinem Sauerstoff und Rauchgasrückführung in die Feuerung, wodurch eine Aufkonzentrierung des CO_2 im Rauchgasstrom erreicht wird (keine Verdünnung durch Luft-Stickstoff). Reiner Sauerstoff (O_2) kann durch Luftzerlegung gewonnen werden. Hierzu kommen Adsorptions-, Tieftemperatur- oder Membranverfahren zum Einsatz. Bei der Verbrennung mit reinem Sauerstoff entstehen höhere Temperaturen als bei der Verbrennung mit Luft. Um die thermischen Belastungsgrenzen der Materialien nicht zu überschreiten, erfolgt eine Rezirkulation eines Teils des Rauchgases als Inertgas zurück zur Brennkammer. Sollen die Verfahren zur Anwendung kommen und mit ihrer Hilfe CO_2-Emissionen effizient vermindert bzw. vermieden werden, müssen sie in Bezug auf die Massen- und Energieströme optimal in den Kraftwerksprozess integriert werden. Sie sind in Abbildung 15 schematisch dargestellt. [Radgen et al., 2006], [Vattenfall, 2006]

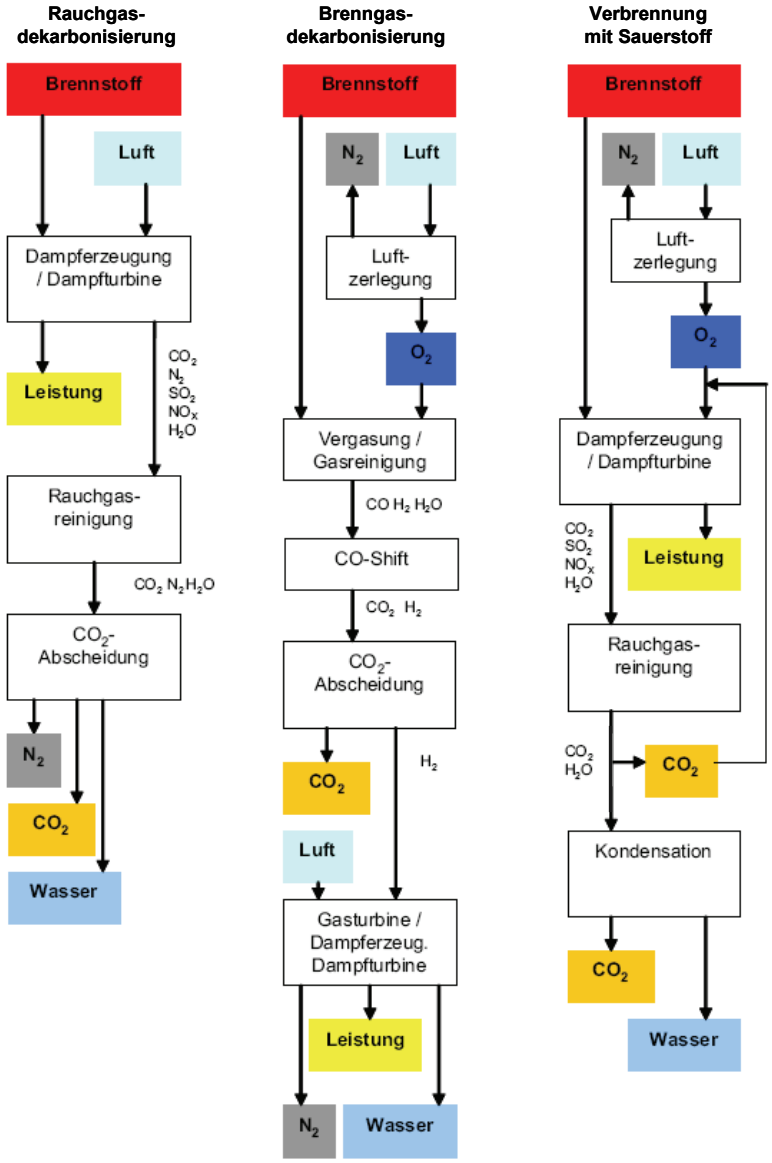


Abbildung 15: Gegenüberstellung der drei Verfahren [Radgen et al., 2006]

Bisher gibt es nur wenige IGCC-Kraftwerke zur Stromerzeugung. Zurzeit werden jeweils zwei großindustrielle IGCC-Kraftwerke auf Kohlebasis in den USA (Indiana und Florida) und in Europa (Niederlande und Spanien) betrieben. Außerdem wurden weltweit weitere IGCC-Kraftwerke mit unterschiedlichen Vergasungsvarianten errichtet, die noch nicht serienreif sind, sondern Prototypencharakter haben. Hinsichtlich der Schadstoffemissionen sind sie den konventionellen Dampfkraftwerken bereits überlegen, bezüglich der Stromerzeugungskosten und Verfügbarkeit sind sie jedoch noch nicht konkurrenzfähig. Nachteilig wirken sich die erhöhte Komplexität des Systems und ihre geringe technische Verfügbarkeit aus. Auch hier muss für Vergasung/Reformierung Sauerstoff (O_2) bereitgestellt werden, was zu einem höheren Energieverbrauch und zu höheren Betriebskosten führt. [Briem et al., 2004], [EPA, 2006], [Linßen et al., 2006]

RWE plant den Bau einer halbkommerzielle Testanlage, ein Kohlekraftwerk mit integrierter Kohlevergasung, CO_2-Abscheidung und Speicherung mit einer Netto-Leistung von 360 MW_{el} bis 2014. [Fischedick et al., 2007]

Am Standort Schwarze Pumpe betreibt Vattenfall seit September 2008 eine Pilotanlage mit *Oxyfuel*-Prozess und CO_2-Abscheidung (30 MW_{th}). Vattenfall plant zwischen 2013 und 2015 den Bau eines Demonstrationskraftwerkes (500 MW Leistung) am Standort Jänschwalde. Dabei sollen zwei Verfahren zur CO_2-Abscheidung zum Einsatz kommen, auf Basis des *Oxyfuel*-Prozesses und die CO_2-Abscheidung aus dem Rauchgasstrom (zur Nachrüstung bestehender Kraftwerke). In demselben Zeitraum ist der Bau eines weiteren Demonstrationskraftwerkes von Vattenfall in Dänemark geplant. Bis 2020 soll die auf dem *Oxyfuel*-Prozess basierende Technik serienreif und kommerziell einsetzbar sein. [Müller, 2009]

Die kanadische CCPC (*Canadian Clean Power Coalition*) und andere kanadische Organisationen haben bereits Studien und Tests mit „Oxycombustion“ durchgeführt. Das US DOE (*US Department of Energy*) fördert entsprechende Projekte. Es gibt aber auch in Amerika bisher keine kommerzielle Anwendung der *Oxyfuel*- oder *Oxycombustion*-Technologie. [EPA, 2006]

In den folgenden Kapiteln werden die Hauptprozesse beim Betrieb eines konventionellen Braunkohlenkraftwerks beschrieben. Zusätzlich zu den in Abbildung 14 dargestellten Prozessen werden dabei die CO_2-Abscheidung aus dem Rauchgasstrom und die Verdichtung des abgeschiedenen CO_2 als Voraussetzung für seinen Transport berücksichtigt.

3.6 Hauptprozesse beim Betrieb eines Dampfkraftwerks

3.6.1 Brennstoffaufbereitung

Die Bekohlung der Braunkohlekraftwerke erfolgt von Halden oder Bunkern aus. Bevor die Rohbraunkohle verfeuert wird, durchläuft sie mehrere Aufbereitungsschritte. Sie wird homogenisiert, gemahlen und dabei getrocknet. Rohbraunkohle wird über Fallschächte Mühlen zugeteilt, die meist am Kesselfuß angeordnet sind. Für die Mahlung von Rohbraunkohle werden üblicherweise Schlagradmühlen eingesetzt. Über Rücksaugschächte wird von den Mühlen heißes Rauchgas aus dem Feuerraum angesaugt, womit ein Teil des Wassers aus der Rohbraunkohle verdampft wird (Mahltrockung). Die dabei entstehenden Brüden werden zusammen mit dem aufgemahlenen Kohlenstaub unter Zugabe vorgewärmter Verbrennungsluft durch das Brennermaul kontinuierlich in den Feuerraum eingeblasen. Die gesamte Mahlanlage wird unter Inertgas (Rauchgas) gehalten. [Kurtz et al., 2005], [Strauß, 2006]

Abbildung 16 zeigt die Mahltrocknung schematisch.

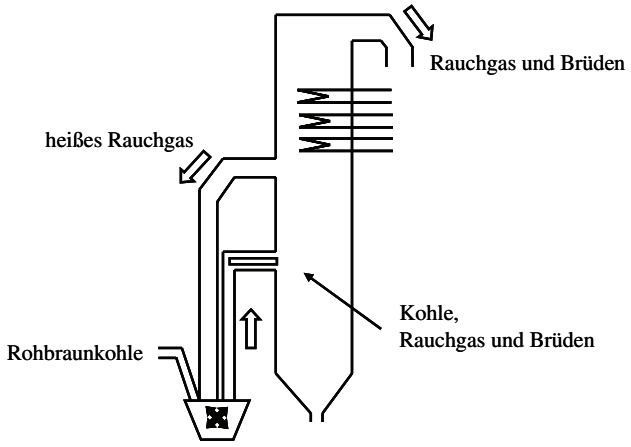


Abbildung 16: Schema der Mahltrocknung [Buschsieweke, 2006]

3.6.2 Feuerung

Die heute üblichen Großkesseleinheiten arbeiten überwiegend mit Staubfeuerung. Die Staubfeuerung toleriert schwankende Brennstoffqualitäten. Mit ihr ist es möglich, auf Belastungsschwankungen sofort zu reagieren, weil Staubflammen leicht gezündet und einfach geregelt werden können. Der Braunkohlenstaub verbrennt in der Schwebe. Wegen seiner großen spezifischen Oberfläche läuft die Verbrennung sehr schnell ab. Die Verweilzeit des Brennstoffs im Feuerraum beträgt nur wenige Sekunden. In den Feuerungsanlagen wird die chemisch gebundene Energie der Braunkohle freigesetzt. Es finden chemische Reaktionen zwischen den Komponenten der Braunkohle und dem Sauerstoff aus der Luft statt. Dabei entsteht heißes Rauchgas. Mit der thermischen Energie des Rauchgases wird im Dampferzeuger gespannter Dampf erzeugt und überhitzt. Die nicht brennbaren Bestandteile der Braunkohle gelangen als Dampf oder Flugasche ins Rauchgas oder bleiben als Schlacke oder Feuerraumasche zurück. Die Deponierung großer Flugaschemengen ist bei Braunkohlenkraftwerken meist unproblematisch, in den nahe gelegenen Tagebauen möglich. [Kurtz et al., 2005], [Strauß, 2006]

3.6.3 Dampferzeugung

Das heiße Rauchgas aus der Feuerung gibt seine Wärme zur Dampferzeugung über die Heizflächen „im Kessel“ – dem Dampferzeuger – an den Speisewasserkreis (Wasser/ Dampfkreis) ab. Der Dampferzeuger hat die Funktion eines Wärmeaustauschers. Es ist seine Aufgabe, die in der Feuerung als Wärme freigesetzte chemische Energie des Brennstoffes in Enthalpie des Dampfes umzuwandeln. In Kraftwerksblöcken großer Leistung finden ausschließlich Wasserrohrkessel Verwendung. Zur Erzeugung von überhitztem Dampf wird das Speisewasser (als Arbeitsmittel) auf Sättigungstemperatur vorgewärmt, verdampft und dann überhitzt. Die heute im Einsatz befindlichen Hochtemperatur-Hochdruck-Dampferzeuger sind Systeme aus Verdampfer, Überhitzer, Zwischenüberhitzer, Economizer und Luftvorwärmer. Der Überhitzer hat die Aufgabe, den Dampf auf die geforderten Temperaturen zu bringen. Die Zwischenüberhitzung ist ein an den Hochdruckprozess angeschlossener Teilprozess. Nach der Teilentspannung in der Hochdruckturbine wird der Dampf zum Kessel zurückgeführt und im ebenfalls rauchgasbeheizten Zwischenüberhitzer wieder in etwa auf die gleiche Temperatur wie der Hochdruckdampf erhitzt. Der Economizer entzieht als Letzter im Kessel dem heißen Rauchgas einen Teil seiner verbliebenen Wärme und wärmt damit das Speisewasser vor. Abbildung 17 zeigt den Weg des Rauchgases durch das Kraftwerk. [Schwab, 2006], [Strauß, 2006]

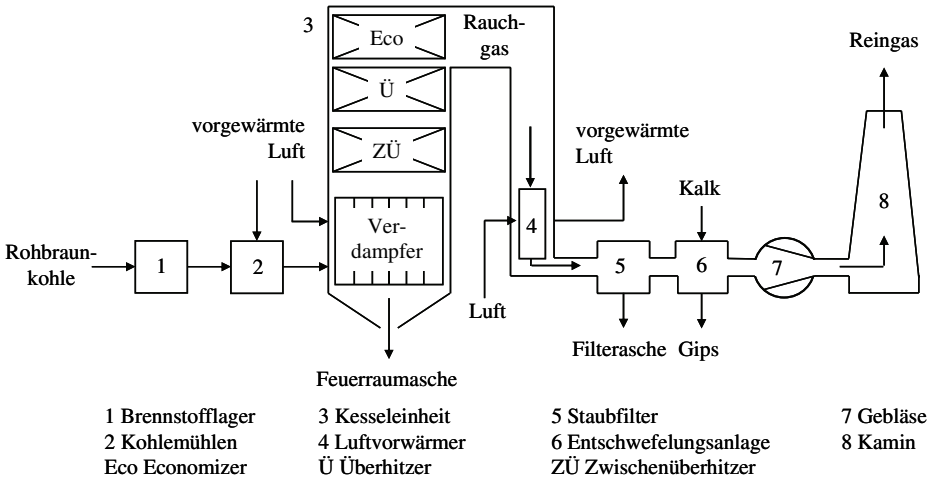


Abbildung 17: Weg des Rauchgases, nach [Kugeler & Phlippen, 1993]

3.6.4 Energieumwandlung in der Turbogruppe

Die Erzeugung elektrischer Energie durch Energieumwandlung in der Turbogruppe erfolgt in mehreren Stufen. In hintereinander geschalteten Turbinen (Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckturbine) wird die Enthalpie des Arbeitsmittels in mechanische Energie (Rotation der Turbinenwelle) umgewandelt. Generatoren wandeln die Rotationsenergie in elektrische Energie um (Spannungsinduktionsprinzip). In Europa wird Wechselspannung mit einer Frequenz von 50 Hz erzeugt. Maschinentransformatoren transformieren die an den Ständerwicklungen der Generatoren anliegenden Spannungen von maximal 40 kV auf Spannungen von 220 oder 380 kV, die ins Netz eingespeist werden (Bereitstellen von Elektroenergie). [Schwab, 2006]

3.6.5 Kondensation und Kühlung

Nach dem Austritt aus der letzten Turbinenstufe wird der Dampf im Kondensator niedergeschlagen und mittels Speisewasserpumpe wieder dem Dampferzeuger zugeführt. Damit ist der Speisewasserkreislauf geschlossen. Der Dampf wird dabei durch Wärmeaustausch so weit abgekühlt, dass er sich verflüssigt (Kühlung). Die Kondensation bei möglichst niedrigen Temperaturen ist mit einer großen Änderung des spezifischen Volumens verbunden. Das Kondensat wird abgesaugt und zum Speisewasserbehälter gefördert. Damit der Dampf in der Turbine auf niedrigere Drücke als Umgebungsdruck expandiert werden kann, wird im Kondensator Unterdruck erzeugt.

Die bei der Kondensation frei werdende Kondensationswärme wird in einem Kühlkreislauf an das Kühlwasser, meist Frischwasser, abgegeben. An Standorten, an denen das erwärmte Kühlwasser nicht direkt an die Umgebung, z.B. einen Fluss oder See, abgegeben werden kann, wird es vorzugsweise in einem Nasskühlturm verrieselt und dabei mit Umgebungsluft rückgekühlt (Ablaufkühlung). Durch den Kamineffekt strömt ständig Kühlluft von unten in den Kühlturm ein. Mitgerissenes Kühlwasser bildet Dampfwolken (Schwaden) über dem Kühlturm. [Strauß, 2006]

Abbildung 18 zeigt das Schema eines Kühlkreislaufs mit Frischwasser und Ablaufkühlung im Nasskühlturm.

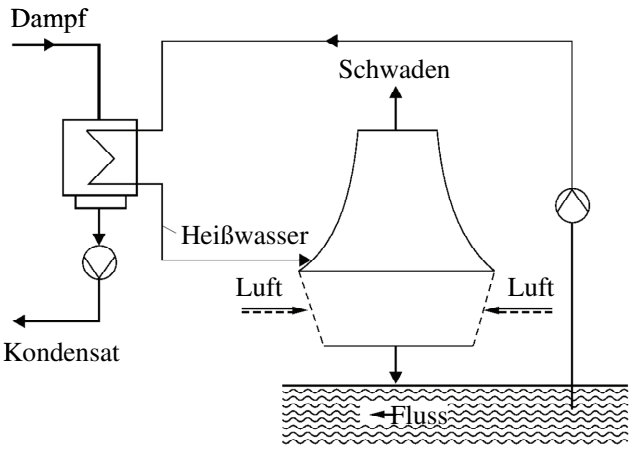


Abbildung 18: Kühlkreislauf mit Ablaufkühlung im Nasskühlturm, schematisch nach [Strauß, 2006]

3.6.6 Rauchgasreinigung

Je nach lagerstättenbedingter Zusammensetzung (inerte, nicht brennbare Bestandteile, Stickstoff- und Schwefelverbindungen) und gewählter Verbrennungstechnik entstehen bei der Verbrennung der Braunkohle wechselnde Mengen an Feststoffen und Kohlen-, Schwefel- und Stickoxiden und werden im Rauchgas abgeführt. Zur Minderung der Emissionen sowie zur Einhaltung der Emissionsgrenzwerte und Vorgaben des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG, Kapitel 3.7.2) können primäre und sekundäre Maßnahmen zum Einsatz kommen. Als primäre Maßnahmen werden Verfahren angesehen, die eine Vorbehandlung des Brennstoffs oder eine Modifikation der Verbrennungsführung betreffen. Die Rauchgasreinigung in speziellen Anlagen gehört zu den Sekundärmaßnahmen.

Stickoxide entstehen bei der Verbrennung durch Reaktionen zwischen dem Stickstoff und dem Sauerstoff der zugeführten Luft und durch Oxidation des im Brennstoff enthaltenen Stickstoffs. Es werden drei Bildungsmechanismen unterschieden

- thermische NO_x-Bildung,
- Brennstoff-NO_x-Bildung und
- prompte NO_x-Bildung.

Bei den Temperaturen, die in Braunkohlen-Staubfeuerungen herrschen, bilden sich Stickoxide (NO_x) vorwiegend aus dem im Brennstoff gebundenen Stickstoff. Durch eine entsprechende Verbrennungsführung (z.B. Luft- und Brennstoffstufung) kann die Bildung von Brennstoff-NO_x weitgehend vermieden werden. Thermische und prompte NO_x-Bildung haben hier eine untergeordnete Bedeutung.

Die stark schwankenden Aschemengen werden zu 10 bis 20 % im Feuerraum abgeschieden. 80 bis 90 % werden als Flugasche mit dem Rauchgas ausgetragen. Zur Abscheidung der Flugasche aus dem Rauchgasstrom werden fast ausschließlich elektrostatische Staubabscheider eingesetzt, wie sie Abbildung 19 schematisch zeigt.

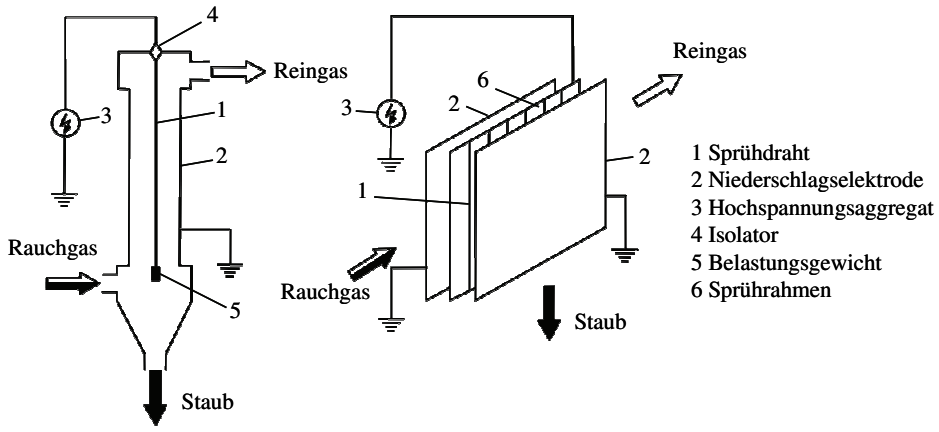


Abbildung 19: Schema eines Rohr- und eines Plattenelektrofilters [Schaefer, 1995]

Zwischen den Elektroden der Elektrofilter liegt Gleichspannung zwischen 40 und 100 kV an. Die Flugasche-Partikel werden in dem elektrischen Feld aufgeladen und an der Niederschlagselektrode abgeschieden. Nach Verlassen des Elektrofilters wird das Rauchgas abgekühlt und der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) zugeführt. Abbildung 20 zeigt das Schema einer REA.

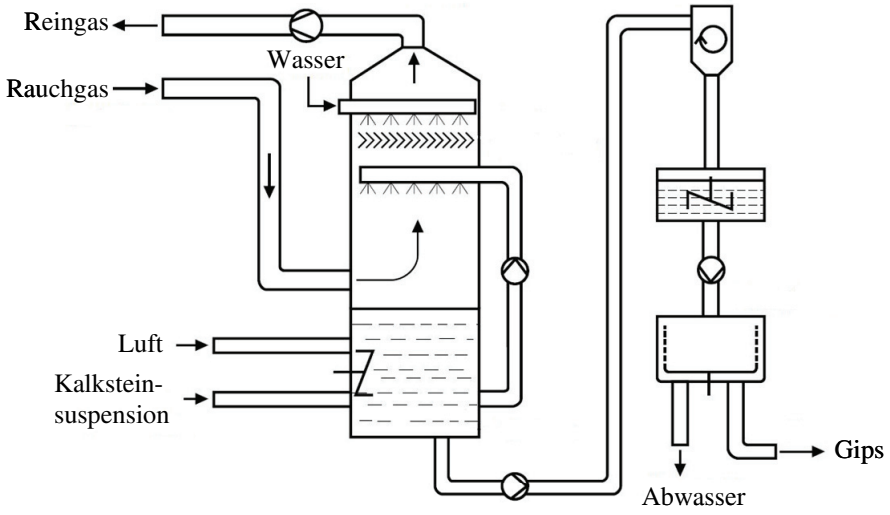


Abbildung 20: Schema eines einstufigen Kalkwaschverfahrens, nach [Strauß, 2006]

Zur Entschwefelung sind Rauchgaswäschen mit Kalk üblich (Produkt: Gips). In den Waschturm wird Kalksuspension eingedüst. Das SO_2 aus dem im Gegenstrom geführten Rauchgas löst sich in den Tröpfchen auf und reagiert zu Gips (Kalziumsulfat – Dihydrat). Die Reaktion läuft in mehreren Schritten ab, kann aber zu einer Brutto-Reaktionsgleichung zusammengefasst werden (Rkt. 5).

$$CaCO_3 + SO_2 + ½\ O_2 + 2\ H_2O \rightarrow CaSO_4 \times 2\ H_2O + CO_2 \qquad \text{(Rkt. 5)}$$

Verbrennungsrückstände (Feuerraum- und Flugasche) sowie Gips aus der REA können so aufbereitet werden, dass sie in der Gipsindustrie eingesetzt werden können. Die Reinigung des Abwassers aus der Entschwefelung erfolgt in eigenen Kläranlagen. [Effenberger, 2000], [Kurtz et al., 2005], [Strauß, 2006]

REA-Gipse können auf Grund ihrer chemischen und mineralogischen Zusammensetzung in verschiedenen Bereichen der Baustoffindustrie als Rohstoff bzw. Substitut für Naturgips oder Anhydrit eingesetzt werden, sofern die Qualitätsanforderungen der Baustoffindustrie eingehalten werden. Die Anforderungen der Gipsindustrie an die Inhaltsstoffe für REA-Gipse entsprechen denen des europäischen Dachverbandes Eurogypsum und sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6: Qualitätsanforderungen an REA-Gips [Eurogypsum, 2005]

Qualitätsparameter	***Qualitätskriterien***
Freie Feuchte (H_2O)	< 10 %
Kalziumsulfat – Dihydrat ($CaSO_4$ x 2 H_2O)	> 95 %[1]
Wasserlösliche Magnesiumsalze (MgO)	< 0,10 %
Wasserlösliche Natriumsalze (Na_2O)	< 0,06 %
Chloride (Cl^-)	< 0,01 %
Kalziumsulfat – Halbhydrat ($CaSO_4$ x 1/2 H_2O)	< 0,50 %
pH-Wert	5 – 9
Farbe	weiß[2]
Geruch	neutral
Toxische Bestandteile	keine

1) Die Herabsetzung des Kalziumsulfat-Dihydrat-Anteils durch inerte Bestandteile ist für verschiedene Anwendungsfälle nicht nachteilig.
2) Abhängig von der Verwendung des REA-Gipses und den jeweiligen Fertigprodukten können unterschiedliche Farbwerte gelten.

3.6.7 CO_2-Abscheiden

Mit *carbon capture and storage* (CCS) werden die Technologien der CO_2-Abscheidung und CO_2-Speicherung bezeichnet. Sie sollen die Nutzung fossiler Brennstoffe zukunftsfähig machen und gleichzeitig dazu beitragen, politisch angestrebte Klimaschutzziele und dabei vorrangig die Verminderung der CO_2-Emissionen zu erreichen.

Voraussetzung für eine Sequestrierung von CO_2 im Untergrund ist seine Abscheidung in den Kohlekraftwerken. Durch die Abscheidung von CO_2 aus dem Rauchgasstrom erhöht sich der Eigenenergiebedarf eines Kraftwerks, was zu einer Verringerung seines Wirkungsgrades führt, d.h. der Brennstoffverbrauch (zusätzlicher Ressourcenverbrauch) bezogen auf die bereitgestellte elektrische Energie eines Kraftwerks nimmt zu und damit auch die freigesetzte CO_2-Menge, die abgeschieden werden muss. Dazu kommt, dass der Energieaufwand für die Abscheidung umso größer ist, je geringer die CO_2-Konzentration im Gasstrom ist. Im Vergleich zur Abscheidung aus dem Rauchgas konventioneller Kohlekraftwerke (ca. 13 Vol-% CO_2) – Rauchgasdekarbonisierung (*post combustion capture*) – ist die Abscheidung aus Synthesegasen nach der Kohlevergasung (über 30 Vol-% CO_2) – Brenngasdekarbonisierung (*pre-combustion capture*) - daher wesentlich günstiger. Die Rauchgasdekarbonisierung ist allerdings das einzige Verfahren, dass zur Nachrüstung bereits vorhandener Kraftwerke in Frage kommt und wird deshalb hier näher erläutert. Da eine vollständige Abscheidung mit vertretbarem Aufwand nicht möglich ist, wird eine Restmenge CO_2 weiterhin emittiert.

[Linßen et al., 2006], [Radgen et al., 2006] und [Oexmann & Kather, 2009] geben beispielsweise einen Überblick über die Vielzahl von Verfahren, die zur Abscheidung von CO_2 eingesetzt werden können. Für Kohlekraftwerke, aus deren Rauchgasen sehr große Massenströme an CO_2 mit einem vergleichsweise geringen Partialdruck abzuscheiden sind und die außerdem Schwefelwasserstoff (H_2S), Stickstoffdioxid (SO_2) und Stickoxide (NO_x) enthalten, ist die CO_2-Absorption mit chemischen Wäschen, insbesondere Aminwäschen (Amine als chemische Reaktionspartner), besonders gut geeignet. Sie sind Stand der Technik, z.B. bei der Herstellung von Ammoniak und bei der Gewinnung von CO_2 in der Lebensmittelindustrie. Die bisher vorhandenen Anlagen erreichen jedoch nicht die Dimensionen, die für einen Einsatz im Kraftwerksbereich notwendig sind. Erwartete Wirkungsgradverluste liegen zwischen 12,6 % und 9,1 %, je nachdem, ob bzw. wie gut der Prozess in den Kraftwerksbetrieb integriert werden kann und welche Lösungsmittel Verwendung finden. Abbildung 21 zeigt ein Verfahrensschema zur chemischen Absorption von CO_2 aus dem Rauchgas.

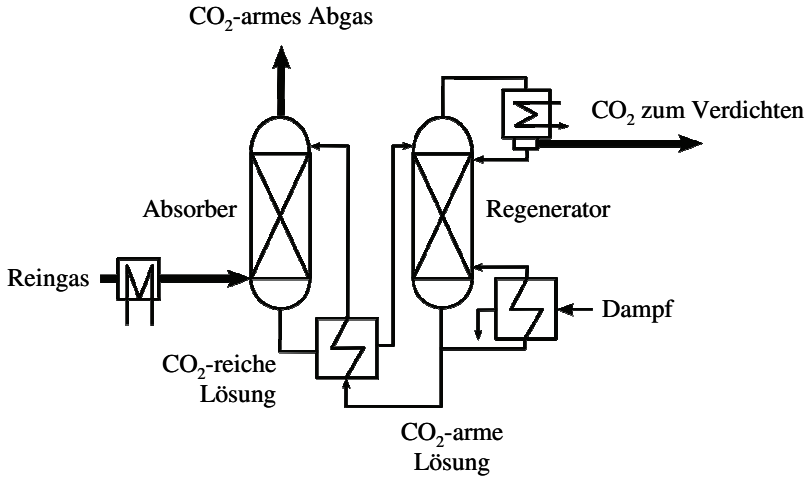


Abbildung 21: Verfahren für die CO_2-Abscheidung aus [Radgen et al., 2006]

Der mit CO_2 beladene Reingasstrom steigt im Absorber nach oben (Normaldruck, ca. 40°C). Das Lösungsmittel (R-NH_2) rieselt im Gegenstromverfahren herab und reagiert mit dem CO_2 nach (Rkt. 6). Der CO_2-arme Abgasstrom verlässt den Absorber. Der CO_2-Strom wird zum Verdichten weitergeführt.

$$CO_2 + R\text{-}NH_2 + H_2O \rightarrow R\text{-}NH_3HCO_3 \qquad \text{(Rkt. 6)}$$

Das mit CO_2 beladene Lösungsmittel (R-NH_3HCO_3) wird vorgewärmt und dem beheizten Desorber/Regenerator zugeführt (ca. 120°C). Das CO_2 wird wieder abgetrennt (Aufbrechen der chemischen Bindung). Das regenerierte Lösungsmittel wird abgekühlt und wieder dem Absorber zugeführt. [Radgen et al., 2006]

3.6.8 CO_2-Verdichten

Um das im Kraftwerksprozess abgeschiedene CO_2 langfristig der Atmosphäre zu entziehen, müssen Speicher dafür gefunden werden. Die Orte des CO_2-Anfalls und der CO_2-Entsorgung werden sich häufig unterscheiden, so dass das CO_2 transportiert werden muss. Rohrleitungen sind sowohl in wirtschaftlicher als auch in technischer Hinsicht die beste Alternative für den CO_2-Transport.

Für einen Transport in Rohrleitungen muss der Druck über die gesamt Länge der Rohrleitung über dem kritischen Druck von 7,38 MPa von CO_2 liegen, damit das CO_2 als überkritische Phase transportiert werden kann. Durch Reibung auf Grund der Rauhigkeit der Rohrwandung kommt es beim Transport in der Rohrleitung zu einem Druckabfall. Um den Mindestdruck von ca. 8 MPa Innendruck zu gewährleisten, erfolgt die Einspeisung des CO_2 mit entsprechend höheren Drücken. Die Verdichtung ist ebenfalls energieaufwändig.

Für Deutschland kommt nur die Speicherung von CO_2 in Erdgaslagerstätten und in tiefen salinaren Aquiferen in Frage. Mit zahlreichen Erdgaslagerstätten und dem großflächigen Vorkommen tiefer Aquifere sind v.a. in Norddeutschland Speichermöglichkeiten vorhanden. Für eine Speicherung im Meer sind Nord- und Ostsee nicht tief genug. Die Transportwege bis zu Tiefwassergebieten sind von Deutschland aus erheblich, so dass die Ozeanspeicherung – unabhängig von den Auswirkungen auf das Ökosystem – keine Option ist. Die Speicher, die Öllagerstätten in Deutschland darstellen, sind zu klein. Aus Gründen der Speichersicherheit und wegen der vergleichsweise geringen Speicherkapazitäten kommt auch die Speicherung in ehemaligen Kohle- und Salzbergwerken nicht in Betracht. Gegen die Speicherung in derzeit nicht abbaubaren Kohleflözen bestehen Bedenken, weil eine später eventuell mögliche Nutzung (Entwicklungen des Energiemarktes und der Bergbautechnik) dadurch auf jeden Fall eingeschränkt wird. [Radgen et al., 2006], [Asmus & Dose, 2009]

3.7 Rechtliche Rahmenbedingungen

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die wichtigsten rechtlichen Rahmenbedingungen für den Tagebau- und Kraftwerksbetrieb in Deutschland. Die gesetzlichen Regelungen haben entscheidenden Einfluss auf den Umgang mit den dabei anfallenden Stoff- und Energieströmen, insbesondere den nicht-intendierten Outputs. Zuerst wird auf die europäische Gesetzgebung eingegangen und im Anschluss daran auf das deutsche Recht. Dabei spielen v.a. Raumplanungs- und -ordnungsrecht, Bergrecht sowie Umweltrecht eine Rolle. Die Besonderheiten des Bergbaus, wie z.B. die Ortsgebundenheit eines Bergbaubetriebes an die Lagerstätte, die notwendigen räumlichen Veränderungen des Betriebes mit fortschreitendem Abbau eines Rohstoffes, die ständige Anpassung des Betriebes und der Grundwasserabsenkung an die Gegebenheiten der Lagerstätte und die spezifischen Gefahren für Beschäftigte, Dritte und Sachgüter finden sowohl bei der Gesetzgebung als auch beim Vollzug der Gesetze Beachtung.

3.7.1 Europäische Gesetzgebung

Die gesetzlichen Regelungen der Europäischen Union (EU) geben den Einzelstaaten den Rahmen für ihre nationale Gesetzgebung vor. Auf europäischer Ebene gibt es zurzeit keine gesetzlichen Regelungen für Raumplanung und Raumordnung und keine umfassenden gesetzlichen Regelungen für den Bergbau, die sich mit Prospektion, Exploration, Abbau/Gewinnung, Stilllegung, Rückgewinnung, Rekultivierung und Haftungsfragen in Europa befassen. Die Europäische Gesetzgebung beeinflusst jedoch sowohl den Bergbau als auch die Rohstoffindustrie, insbesondere durch Regelungen für Genehmigungs- und Verwaltungsverfahren und in den Bereichen Gesundheit, Sicherheit und Umwelt. Es gibt nur einige wenige spezifische Richtlinien, die den ***Bergbau*** direkt betreffen. Die am weitesten reichende ist dabei die Richtlinie 94/22/EG über die Erteilung und Nutzung von Genehmigungen zur Prospektion, Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen. Sie bezieht sich ausschließlich auf Öl und Gas, gibt jedoch erstmals einen Rahmen für alle Abschnitte des Bergbaus vor.

Die Richtlinie 92/104/EWG zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Arbeitnehmer in übertägigen oder untertägigen mineralgewinnenden Betrieben sowie die

Richtlinie 92/91/EWG zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Arbeitnehmer in den Betrieben, in denen durch Bohrungen Mineralien gewonnen werden, stellen Mindestvorschriften für die Sicherheit und Gesundheit der Arbeitnehmer in Bergbaubetrieben dar.

Die Anzahl allgemein gültiger Richtlinien, die Bergbau und Stromerzeugung maßgeblich beeinflussen, nimmt ständig zu, v.a. im Bereich des ***Umweltrecht***s, z.B. durch die Richtlinie zur Umweltverträglichkeitsprüfung (85/337/EWG), die Wasser-Rahmenrichtlinie (2000/60/EG), die Großfeuerungsanlagen-Richtlinie (2001/80/EG), die Bergbauabfallrichtlinie (2006/21/EG), die EU-Grundwasserrichtlinie (2006/118/EG), die Luftqualitätsrichtlinie (2008/50/EG), den EU-Abfallkatalog und die Abfallrahmenrichtlinie (2008/98/EG).

Mit der Bergbauabfallrichtlinie (2006/21/EG) werden Maßnahmen, Verfahren und Leitlinien eingeführt, mit denen durch die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie verursachte negative Auswirkungen auf Mensch und Umwelt so weit wie möglich vermieden oder reduziert werden sollen (2008/98/EG). Für Deutschland ergeben sich daraus keine prinzipiellen Neuerungen. In den Geltungsbereich der Richtlinie fällt nur die Bewirtschaftung von Abfällen, die beim Aufsuchen, Gewinnen, Aufbereiten und Lagern mineralischer Rohstoffe sowie beim Betrieb von Steinbrüchen entstehen. Es ist für die Anwendung der Richtlinie also von zentraler Bedeutung, dass überhaupt Abfall vorliegt. Sie enthält keine eigenständige Abfalldefinition. Der Begriff „Abfall“ ist in der Abfallrahmenrichtlinie definiert, die das Grundgerüst für ein gemeinschaftliches Abfallrecht in der EU darstellt. Die novellierte Abfallrahmenrichtlinie ist am 22. Dezember 2008 in Kraft getreten und muss von den Mitgliedsstaaten der EU bis zum 12. Dezember 2012 in nationales Recht umgesetzt werden. Mit der neuen Abfallrahmenrichtlinie werden die Begriffe Abfall, Nebenprodukt und Ende der Abfalleigenschaft präzisiert und gegeneinander abgegrenzt. [Hejny, 2007], [Stelter, 2007], [Thomé-Kozmiensky & Thiel, 2009]

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen werden größtenteils von der EU festgelegt. Die Ziele der EU sind dabei eine kostengünstige, sichere und umweltschonende Energieversorgung sowie ein fairer Wettbewerb auf dem Energiemarkt. Die wichtigsten Rechtsvorschriften, die dazu beitragen sollen, diese Ziele zu erreichen, sind

- die Zweite EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität - Beschleunigungsrichtlinie (Richtlinie 2003/54/EG) vom 26. Juni 2003 dient der Beschleunigung der Liberalisierung der Energiemärkte,
- EU-Kraft-Wärme-Kopplungsrichtlinie – *Combined heat and power - CHP Directive* (Richtlinie 2004/8/EG) vom 11. Februar 2004,
- EU-Emissionshandels-Richtlinie - EHRL (Richtlinie 2003/87/EG) vom 13. Oktober 2003 und
- EU-Richtlinie über Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen (Richtlinie 2003/96/EG) vom 27. Oktober 2003. [Konstantin, 2007]

In den vergangenen Jahren ist in der EU der ***Emissionshandel*** eingeführt worden. 1992 wurde auf der Konferenz der Vereinten Nationen (Umweltgipfel) in Rio de Janeiro über Umwelt und Entwicklung u.a. die Klimarahmenkonvention zur Verlangsamung und Stabilisierung des Klimawandels unterzeichnet, die 1994 in Kraft trat. Die Klimarahmenkonvention ist der erste internationale Vertrag (internationales Umweltabkommen), der die Stabilisierung der Konzentration an Treibhausgasen in der Atmosphäre zum Ziel hat. Sie bildet den Rahmen für Klimaschutz-Verhandlungen, die jeweils als Vertragsstaatenkonferenz (Weltklimagipfel) statt-

finden. Die bekannteste dieser Konferenzen fand 1997 im japanischen Kyoto statt und erarbeitete das Kyoto-Protokoll (Zusatzprotokoll der UN-Klimarahmenkonvention). Damit wurden völkerrechtlich verbindlich für 39 Industrieländer Reduktions- und Stabilisierungsverpflichtungen für das Emittieren von sechs Treibhausgasen festgelegt für Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Distickstoffoxid (N_2O), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW), teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (H-FKW) sowie Schwefelhexafluorid (SF_6).

Das Kyoto-Protokoll trat 2005 in Kraft und enthält Regelungen für Instrumente und Mechanismen, mit denen die Industrieländer ihre Verpflichtungen erfüllen können, die aber auch von Privaten genutzt werden können. Dazu gehören der internationale Handel mit Emissionszertifikaten (*International Emissions Trading*) zwischen Staaten, die Gemeinsame Projektumsetzung (*Joint Implementation - JI*) und der Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (*Clean Development Mechanism - CDM*). Beim CDM engagiert sich ein Industrieland in einem Land ohne *Emissions-Cap*. Dazu gehören vorwiegend die Entwicklungsländer, die auf nationaler Ebene keine Verpflichtungen eingegangen sind, eine Emissions-Obergrenze nicht zu überschreiten. JI hingegen bezieht sich auf Projekte in Ländern mit Emissions-Obergrenze, wie Industriestaaten und Transformationsländer, z.B. osteuropäische Staaten. Ziel dabei ist es, die Anrechnung von Investitionen in Klimaschutzprojekte mittels Zertifikaten zu realisieren. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, dass sich mehrere Staaten zu Gemeinschaften zusammenschließen und ihre Verpflichtungen gemeinsam erfüllen.

Die Mitgliedsstaaten der EU haben 1998 in einer innereuropäischen Lastenteilungsvereinbarung (*Burden-Sharing-Agreement*) unterschiedliche Verpflichtungen für die Reduktion des Ausstoßes klimaschädlicher Gase – z.B. CO_2 – um insgesamt 8 % bezogen auf 1990 übernommen. Deutschland hat sich in diesem Rahmen dazu verpflichtet, seine Emissionen (gegenüber 1990) bis 2012 um 21 % zu senken (Belgien -7,5 %, Dänemark -21 %, Finnland 0 %, Frankreich 0 %, Griechenland +25 %, Irland +13 %, Italien -6,5 %, Luxemburg -28 %, Niederlande -6 %, Österreich -13 %, Portugal +27 %, Schweden +4 %, Spanien +15 %, Großbritannien -12,5 %). Als wichtigstes Instrument zur Erfüllung der gemeinschaftlichen Verpflichtung hat die EU den europäischen Emissionshandel auf Unternehmensebene eingeführt. Im Oktober 2003 trat die Emissionshandelsrichtlinie (2003/87/EG) in Kraft, bereits bevor Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls. Der Emissionshandel in der EU startete am 01. Januar 2005. Seit Anfang 2008 läuft die zweite Handelsperiode. Weitere Regelungen zum Emissionshandel auf EU-Ebene sind: *Linking-Directive*, EU-Registrierverordnung und *Monitoring and Reporting Guidelines*. [UN, 1992], [UN, 1997], [Frenz, 2007], [DEHSt, 1, 2008]

Im April 2009 wurde die Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid (2009/31/EG) verabschiedet, die nun in nationales Recht umgesetzt werden muss. Nach Artikel 33 muss der Anlagenbetreiber für die Genehmigung neuer Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mehr als 300 MW künftig prüfen, ob geeignete Speicherstätten für CO_2 verfügbar sind sowie die technische und wirtschaftliche Machbarkeit einer Nachrüstung für die CO_2-Abscheidung und den Transport gegeben sind (*Capture-Readiness*-Regelung).

3.7.2 Nationale Gesetzgebung

Ziel der deutschen Energiepolitik ist es, die Rahmenbedingungen so festzulegen, dass die Energieversorgung sicher, wirtschaftlich und umweltverträglich ist. In den kommenden 10 bis 15 Jahren müssen weltweit, auch in Deutschland viele Kraftwerke ersetzt werden. Welche Kraftwerkstypen gebaut werden, hängt sowohl von den politischen als auch von den ökonomischen Rahmenbedingungen ab. In diesem Zusammenhang ist u.a. auch der Handel mit

Emissionszertifikaten zu berücksichtigen. Steigende Zertifikatpreise können technische Lösungen interessant machen, die heute noch wenig Beachtung finden. [Linßen et al., 2006]

Die langfristige Planung des Bergbaus wird in Deutschland durch das Raumplanungs- und -ordnungsrecht geregelt. Bergrecht und Umweltrecht geben die Rahmenbedingungen für den Bergbau vor. Bei der Erzeugung elektrischer Energie sind insbesondere Energiewirtschafts- und Umweltrecht sowie Immissionsschutz-, Klimaschutz- und Emissionshandelsrecht zu berücksichtigen.

Die wichtigsten gesetzlichen (Gesetze und Verordnungen) und untergesetzlichen Regelwerke sind im Folgenden aufgeführt. Ohne dass alle Regelungen im Detail beschrieben werden, soll ein Eindruck über die in Deutschland zu berücksichtigenden Vorschriften innerhalb der genannten Rechtsbereiche vermittelt werden.

Die vorsorgende Sicherung sowie das geordnete Aufsuchen und Gewinnen standortgebundener Rohstoffe fallen nach § 2 Abs. 2 Nr. 4 des Raumordungsgesetzes (***ROG***) in den Aufgabenbereich der Raumordnung. Außerdem ist „den räumlichen Erfordernissen für eine kostengünstige, sichere und umweltverträgliche Energieversorgung einschließlich des Ausbaus von Energienetzen […] Rechnung zu tragen“. In den Landesgesetzen müssen dazu Vorrang- und Vorbehaltsflächen für die Rohstoffgewinnung ausgewiesen werden. Bei Neuvorhaben geht den bergrechtlichen Genehmigungsverfahren ein Raumordnungsverfahren voraus.

Da Braunkohlentagebaue in besonderem Maße raumbeanspruchend sind, haben sich die davon betroffenen Bundesländer in ihren Raumordnungs- und Landesplanungsgesetzen weitere Vorschriften für die Braunkohlenplanung geschaffen. [Schmidt, 2009] In den Bundesländern Brandenburg und Sachsen sind mit den Gesetzen zur Regional- bzw. Raumplanung die genehmigungsrechtlichen Verfahren zur langfristigen Tagebauentwicklung bzw. -sanierung festgeschrieben, für das Land Brandenburg im Brandenburgischen Landesplanungsgesetz (BbgLPlG) und im Gesetz zur Regionalplanung und zur Braunkohlen- und Sanierungsplanung (RegBkPlG).

Der Bergbau wird in der Bundesrepublik Deutschland auf der Grundlage des Bundesberggesetzes (***BBergG***) geregelt. Zweck des BBergG ist es u.a., das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen zur Sicherung der Rohstoffversorgung unter Berücksichtigung ihrer Standortgebundenheit und des Lagerstättenschutzes bei sparsamem und schonendem Umgang mit Grund und Boden (Bodenschutzklausel) zu ordnen und zu fördern [§ 1 Nr. 1 BBergG]. Die Einwirkungen auf den Boden sind demnach so gering wie möglich zu halten.

Als Fachgesetz enthält das BBergG vorhaben- und anlagenbezogene Regelungen. Im BBergG sind u.a. das Konzessionsverfahren und als eigentliches Zulassungsverfahren das Betriebsplanverfahren geregelt. Bergfreie Bodenschätze sind nicht vom Eigentum an einem Grundstück erfasst (Erlaubnis zum Aufsuchen [§ 3 Abs. 3 BBergG] und Bewilligung oder Bergwerkseigentum zu ihrer Gewinnung [§ 6 Abs. 1 S. 1 BBergG]). Alle Arbeiten vom Aufsuchen, Gewinnen, Aufbereiten bis hin zur Rekultivierung nicht mehr benötigter Flächen bedürfen eines Betriebsplanes [§ 51 BBergG]. Der Betriebsplan bildet die Grundlage für die Kontrolle durch die zuständige Bergbehörde. Für solche Vorhaben, die die Umwelt auf besondere Weise in Anspruch nehmen - nach der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau), ist die Aufstellung eines Rahmenbetriebsplans durch den Bergbautreibenden obligatorisch [§ 52 Abs. 2a BBergG]. UVP-pflichtige Vorhaben bedürfen eines Planfeststellungsverfahrens.

Das Planfeststellungsverfahren besitzt Konzentrationswirkung, d.h. es ersetzt Genehmigungen nach anderen Rechtsvorschriften durch Fachbehörden, was ein „normales“ Betriebsplan-

verfahren nicht kann. Die Geltungsdauer für die bergrechtliche Planfeststellung umfasst die Errichtung, den Regelbetrieb und den Abschluss. Grundlage für den Betrieb ist der Hauptbetriebsplan, der in der Regel für zwei Jahre gilt. Für das Auslaufen eines Betriebes und die Wiedernutzbarmachung der in Anspruch genommenen Flächen ist ein Abschlussbetriebsplan zu erstellen [§§ 55 Abs. 1 Nr. 7 und Abs. 2 Nr. 2 i.V.m. § 4 Abs. 4].

An den Auslauf schließt sich die eigentliche Rekultivierung an. „Rekultivierung“ und „Wiedernutzbarmachung“ werden hier wie bei [Pflug, 1998] verstanden. Demnach bleibt die „Wiedernutzbarmachung“ gemäß § 4 Abs. 4 BBergG auf die Herstellung von Flächen für eine Folgenutzung beschränkt, wohingegen „Rekultivierung“ die Herstellung einer neuen Kulturlandschaft „nach schwerwiegender Störung oder Zerstörung der alten Kulturlandschaft durch menschliche Eingriffe“ umfasst.

Unvermeidbare Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft durch den Bergbau sind gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 7 Bundesnaturschutzgesetz (***BNatSchG***) insbesondere durch Förderung natürlicher Sukzession, Renaturierung, naturnahe Gestaltung, Wiedernutzbarmachung oder Rekultivierung auszugleichen oder zu mindern. In § 19 BNatSchG sind die Pflichten des Verursachers von Eingriffen in Natur und Landschaft definiert. Demnach sind unvermeidbare Beeinträchtigungen vorrangig auszugleichen (Ausgleichsmaßnahmen) oder zu kompensieren (Ersatzmaßnahmen). „Ausgeglichen ist eine Beeinträchtigung, wenn und sobald die beeinträchtigten Funktionen des Naturhaushalts wieder hergestellt sind und das Landschaftsbild landschaftsgerecht wieder hergestellt oder neu gestaltet ist. In sonstiger Weise kompensiert ist eine Beeinträchtigung, wenn und sobald die beeinträchtigten Funktionen des Naturhaushalts in gleichwertiger Weise ersetzt sind oder das Landschaftsbild landschaftsgerecht neu gestaltet ist.“ [§ 19 Abs. 2] BNatSchG

Auch die materiellen Maßstäbe des Bundes-Bodenschutzgesetzes (***BBodSchG***) und der Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung (BBodSchV) sind im Rahmen bergbaulicher Zulassungsverfahren inhaltlich voll anwendbar. Dies gilt auch beim Einbau von Bodenmaterial.

Bergbehörden haben Sonderzuständigkeiten und können auch Genehmigungsverfahren außerhalb des Bergrechts bearbeiten, z.B. als Sonderwasserbehörde die Benutzung von Gewässern erlauben. Auch für die immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen von Betrieben unter Bergaufsicht ist die Bergbehörde zuständig. [Schmidt, 2009]

Braunkohlentagebaue bedürfen nach § 4 Abs. 2 Bundes-Immissionsschutzgesetz (***BImSchG***) keiner Genehmigung. Hier hat der Gesetzgeber die besonderen Verhältnisse des Bergbaus berücksichtigt, insbesondere die Ortsgebundenheit an die Lagerstätte und die dynamische Betriebsentwicklung. Die Pflichten und Anforderungen an den Betrieb nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen sind in § 22 und § 23 BImSchG konkretisiert. Zur Überwachung und Kontrolle kommen trotzdem Vorschriften des BImSchG zur Anwendung. Die fachgesetzlichen Vorschriften des BImSchG müssen im Betriebsplanverfahren umgesetzt werden (als gesetzlich normierte öffentliche Belange, § 48 Abs. 2 BBergG). Die für genehmigungsbedürftige Anlagen geltenden Allgemeinen Verwaltungsvorschriften zum BImSchG haben auch für den Betrieb der nicht-genehmigungsbedürftigen Braunkohlentagebaue Bedeutung. Die in der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (***TA Luft***) und in der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (***TA Lärm***) festgeschriebenen Grenzwerte werden zur Festlegung der Immissionswerte für Tagebaue herangezogen. [LBGR, 2001], [Kirchner et al., 2009]

Errichtung und Betrieb eines Braunkohlenkraftwerkes bedürfen gemäß § 4 BImSchG i.V.m. der 4. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchV) der Genehmigung und einer Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem Gesetz über die

Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Emissionsgrenzwerte für Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe sind als Anforderungen an den Betreiber in § 3 ***13. BImSchV*** festgelegt.

Verwendung und Beseitigung von Abfällen, die in der Bergaufsicht unterstehenden Betrieben anfallen, sind vom Geltungsbereich des Abfallrechts ausgenommen und werden durch das Betriebsplanverfahren genehmigt. [Schmidt, 2009]

Nach § 2 Abs. 2 Nr. 4 des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes (***KrW-/AbfG***) gelten die Vorschriften des deutschen Abfallrechts nicht für Abfälle, die beim Aufsuchen, Gewinnen, Aufbereiten und Weiterverarbeiten von Bodenschätzen in Betrieben anfallen, die der Bergaufsicht unterstehen (wobei Abfälle ausgenommen sind, die nicht unmittelbar und nicht üblicherweise nur bei den im 1. Halbsatz genannten Tätigkeiten anfallen). Für das Ablagern von Nebengestein und sonstigen Massen in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen gilt § 2 Abs. 1 Nr. 1 BBergG.

Die zentralen materiellen Anforderungen der EU-Bergbauabfallrichtlinie zum Schutz der Umwelt gehen nicht über die Anforderungen des deutschen Rechts hinaus, da das Betriebsplanverfahren gemäß § 52 Abs. 1 i.V.m. § 55 BBergG sowie die Anforderungen der Fachgesetze den Schutz der Umweltmedien während des Betriebes der Anlage und im Abschlussbetriebsplan bereits gewährleisten. [Lenz, 2007]

Im Bundesumweltministerium wird derzeit an einer Verordnung gearbeitet, die die ordnungsgemäße und schadlose Verwertung von mineralischen Abfällen und die Verwendung mineralischer industrieller Nebenprodukte – zusammenfassend als mineralische Ersatzbaustoffe bezeichnet – in technischen Bauwerken regeln wird. Mit einer Ergänzung der BBodSchV sollen gleichzeitig die Anforderungen an die Verwertung von mineralischen Abfällen in bodenähnlichen Anwendungen festgelegt werden. Auch mineralische Nebenprodukte aus Kraftwerken, die rechtlich als Abfall einzustufen sind, wie z.B. Braunkohlenkesselasche, Braunkohlenflugasche und Gips aus der Rauchgasentschwefelung, fallen unter eine Verordnung über die Verwertung von mineralischen Abfällen. Die Möglichkeiten ihrer Verwertung sind demnach abhängig von den in dieser Verordnung festgelegten Grenzwerten. [Lüder et al., 2007], [Bertram, 2008]

Im Bergbau gelten keine allgemeinen Unfallverhütungsvorschriften. Wegen der spezifischen Bedingungen und Gefahren gibt es ein eigenes Regelwerk in Form von ***Bergverordnungen***, die von Bund oder Ländern zu bestimmten Einrichtungen oder Arbeiten erlassen werden, wie z.B.:

- Allgemeine Bundesbergverordnung (ABBergV),
- Bergverordnung zum gesundheitlichen Schutz der Beschäftigten (Gesundheitsschutz-Bergverordnung – GesBergV),
- Bergverordnung zum Schutz der Gesundheit gegen Klimaeinwirkungen (KlimaBergV),
- Bergverordnung über vermessungstechnische und sicherheitliche Unterlagen (UnterlagenBergV) und
- Bergverordnung über Einwirkungsbereiche (EinwirkungsBergV). [Schmidt, 2009]

Energiewirtschaftsrecht: Die EU-Beschleunigungsrichtlinie zur weiteren Liberalisierung der Energiemärkte wird in Deutschland durch das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) und das Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BEGTPG) umgesetzt. Die EU-Richtlinie über Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen wird in Deutschland durch das Energiesteuergesetz (EnergieStG) und das Stromsteuergesetz (StromStG) und die Verord-

nungen zu ihrer Durchführung (EnergieStV und StromStV) umgesetzt. Der Zweck des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) von 2002 ist es, durch verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung eine Minderung der CO_2-Emissionen um bis zu 23 Mio. t bis 2010 im Vergleich zu 1998 zu erzielen. Die Konzessionsabgabenverordnung (KAV) legt Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Verlegung und zum Betrieb von Leitungen zur unmittelbaren Versorgung von bestimmten Letztverbrauchern mit Strom und Gas im Gemeindegebiet fest. [Konstantin, 2007]

Mit dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (***TEHG***) wird die EU-Emissionshandelsrichtlinie in Deutschland umgesetzt. Das TEHG legt das System des Emissionshandels in Deutschland fest. Im Anhang 1 TEHG sind die Emissionen, Tätigkeiten und Anlagen aufgelistet, die am Emissionshandel teilnehmen müssen. Die zentrale Frage des Emissionshandelsrechts – die Zuteilung von CO_2-Emissionszertifikaten – ist in einem gesonderten Gesetz geregelt, das jeweils nur für eine Handelsperiode gilt. Die maßgeblichen Zuteilungsregeln für die aktuelle, zweite Handelsperiode (2008 – 2012) sind im Zuteilungsgesetz 2012 (***ZuG 2012***) und in der Zuteilungsverordnung 2012 (***ZuV 2012***) mit *Grandfathering* und *Benchmarks* festgelegt. Sie setzen den Nationalen Allokationsplan (NAP) rechtlich um. Nationale Allokationspläne sind keine eigenständigen Rechtsvorschriften, sondern von der Europäischen Kommission genehmigte Pläne der am Emissionshandel teilnehmenden Staaten.

Das ZuG legt fest, welche Mengen CO_2 die betroffenen Sektoren der Industrie und Energiewirtschaft in einer Handelsperiode insgesamt ausstoßen dürfen. Es enthält die Regeln, nach denen jede einzelne emissionshandelspflichtige Anlage kostenlose CO_2-Emissionszertifikate erhält [Abschnitt 3 ZuG 2012]. Die Zuteilung entscheidet darüber, ob ein Unternehmen CO_2-Emissionsberechtigungen verkaufen kann bzw. hinzukaufen oder den CO_2-Ausstoß verringern muss. Das ZuG wird durch die ZuV konkretisiert, z.B. im Hinblick auf das Antragsverfahren und die Einzelheiten der Zuteilungsregeln und des Zuteilungsanspruchs.

Für Neuanlagen und für bestehende Anlagen der Energiewirtschaft erfolgt die Zuteilung der Emissionsberechtigungen nach dem *Benchmark-System*. Der Maßstab für den CO_2-Emissionswert orientiert sich an einer Neuanlage mit der besten verfügbaren Technik. Es wird nicht auf die jahresdurchschnittliche Emissionsmenge in einer früheren Basisperiode und einen Erfüllungsfaktor zurückgegriffen (wie beim *Grandfathering* für Industrieanlagen [§ 6 ZuG]), sondern auf die durchschnittliche jährliche Produktionsmenge. Für Neuanlagen und Anlagen, die in den Jahren 2003 bis 2007 in Betrieb gingen, wird zusätzlich ein Standardauslastungsfaktor zum Ansatz gebracht. Die Anzahl der Berechtigungen ergibt sich rechnerisch aus dem Produkt aus der jährlichen Produktionsmenge einer Anlage innerhalb der Basisperiode bzw. der Anlagenkapazität, dem Standardauslastungsfaktor, dem Emissionswert je erzeugter Produkteinheit (*Benchmark*) und der Anzahl der Jahre der Zuteilungsperiode. [§§ 7 und 8 ZuG], [Kopp-Assenmacher, 2007]

Die Gesamtmenge an zulässigen Emissionen von Treibhausgasen beträgt in Deutschland entsprechend der Minderungsverpflichtung in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 973,6 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente je Jahr [§ 4 Abs. 1 ZuG 2012]. Die Europäische Kommission hat ein Gesamtbudget von insgesamt 453,07 Millionen Emissionsberechtigungen (EB) pro Jahr genehmigt [§ 4 Abs. 2 ZuG 2012]. 23 Millionen EB pro Jahr werden als Reserve für Neuanlagen und Kapazitätserweiterungen zurückbehalten [§ 5 ZuG 2012]. Das in Deutschland berechnete Gesamtbudget einschließlich Reserve und Veräußerungsanteil beträgt 451,86 Mio. EB pro Jahr. Das von der Europäischen Kommission genehmigte Gesamtbudget wird somit nicht ganz in Anspruch genommen.

Für stromerzeugende energiewirtschaftliche Bestandsanlagen wurde ein Bedarf von insgesamt 243,59 Mio. EB als kostenlose Zuteilungsmenge pro Jahr berechnet. § 19 ZuG sieht die Veräußerung von jährlich insgesamt 40 Mio. EB vor. Davon werden 38 Mio. EB bei der Zuteilungsmenge für stromerzeugende energiewirtschaftliche Bestandsanlagen gekürzt. 2 Mio. EB werden von der Reserve (ursprünglich 25 Mio. EB) abgezogen. Die verbleibende Menge entspricht knapp 85 % bzw. 205,59 Mio. EB (Veräußerungsfaktor 0,844). Da das zur Verfügung stehende Budget an kostenlos zuteilbaren EB überschritten wird, kommt es zur Budgetsicherung zu einer weiteren anteiligen Kürzung der Zuteilungen an Anlagen der Energiewirtschaft unter Berücksichtigung des Effizienzstandards der einzelnen Anlagen und der Verrechnung mit einem Anpassungsfaktor [§ 4 Abs. 3 ZuG 2012]. Für stromerzeugende energiewirtschaftliche Anlagen ergibt sich in der zweiten Handelsperiode eine Menge von insgesamt 193,1 Mio. EB für die kostenlose Zuteilung. [DEHSt, 2, 2008]

Für jede emittierte Tonne CO_2-Äquivalent, für die ein Anlagenbetreiber keine Berechtigung hat, werden Sanktionen von 100 Euro verhängt, was den Betroffenen jedoch nicht von der Pflicht entbindet, die fehlenden Zertifikate zu beschaffen [§ 18 Abs. 1 TEHG].

Die Ausstattung mit EB von Anlagen der Energieerzeugung bleibt in der zweiten Handelsperiode deutlich unter den Ist-Emissionen. Für Braunkohlenkraftwerke liegt sie wegen der oben genannten Veräußerungskürzung, der anteiligen Kürzung nach Effizienzstandards zur Budgetsicherung und wegen der Zuteilung auf Basis eines einheitlichen Kohle-Emissionswertes im Mittel knapp 35 % unter dem durchschnittlichen Bedarf der ersten Handelsperiode von 2005 bis 2007. Unter den zehn Anlagen, die für die zweite Handelsperiode die meisten EB zugeteilt bekommen haben, sind neben drei Stahlwerken sieben große Braunkohlenkraftwerke. [DEHSt, 2, 2008]

In Anhang 3 des ZuG 2012 ist für Anlagen zur Stromproduktion aus Kohle ein produktionsbezogener Emissionswert von 750 Gramm Kohlendioxid (CO_2) je Kilowattstunde (kWh) Nettostromerzeugung festgelegt [Anhang 3 ZuV 2012].

Für die Emissionen, die mit den (kostenlos) zugeteilten EB nicht abgedeckt sind, müssen die Betreiber Zertifikate erwerben. Inzwischen hat sich in der EU ein Markt für EB herausgebildet. Der Handel erfolgt an der Börse, außerbörslich (*over the counter*, OTC) oder bilateral zwischen Unternehmen. In der ersten Handelperiode war der außerbörsliche Handel mit 70 bis 80 % aller Transaktionen die wichtigste Handelsform. Es gibt mehrere Börsenplätze. Der größte Handelsplatz war während der ersten Handelperiode die Londoner ECX (*European Climate Exchange*), gefolgt von der Osloer Nord Pool, der Pariser PowerNext und der Leipziger EEX (*European Energy Exchange*). Durch den Handel über Staatsgrenzen hinweg werden Überschüsse und Unterdeckungen Staaten übergreifend ausgeglichen. [Konstantin, 2007], [Görlach, 2009]

In der zweiten Handelsperiode werden jährlich 40 Mio. EB veräußert (§ 19 ZuG 2012). Spätestens ab 2010 sollen Versteigerungen durchgeführt werden. Der Vorschlag der Europäischen Kommission für eine neue Emissionshandelsrichtlinie sieht für Anlagen aus dem Stromsektor ab 2013 die vollständige Versteigerung für die Vergabe von EB vor.

Es ist damit zu rechnen, dass der Einfluss der Preise für EB zunehmen wird, da ab 2013 alle Stromerzeuger sämtliche EB ersteigern müssen. Der Emissionshandel soll sich in Zukunft nicht mehr wie bislang nur auf CO_2 beschränken, sondern weitere Treibhausgase einbeziehen. Die EU beabsichtigt, auch alle industriellen Großemittenten ins Emissionshandelssystem aufzunehmen. Ziel ist es, bis 2020 die unter das Handelssystem fallenden Emissionen um 21 % - gemessen am Stand von 2005 – zu reduzieren. [Europa, 2008]

Die aufgeführten gesetzlichen und untergesetzlichen Regelwerke umreißen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Genehmigungsverfahren, regeln Einrichtung und Betrieb von Braunkohlentagebauen, die langfristige Tagebauentwicklung und -sanierung sowie Ausgleichs- bzw. Ersatzmaßnahmen für Eingriffe in Natur und Landschaft, geben Emissions- und Immissionsgrenzwerte für den Betrieb von Anlagen und Kraftwerken vor, regeln die Zuteilung von CO_2-Emissionsberechtigungen, legen Steuern und Abgaben fest. Sie regeln demzufolge den Umgang und die Handhabung der Stoff- und Energieströme, einschließlich der nicht-intendierten Outputs.

4 Strukturierung und Abgrenzung des Systems

4.1 Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“

Das Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ wird in zwei Teilsysteme „bergbauliche Gewinnung“ und „Verstromung“ gegliedert. Damit die bei der Verstromung entstehenden nicht-intendierten Outputs den Einzelprozessen zugeordnet werden können, wird für das in Kapitel 2.1.1 definierte Gesamtsystem ein neues Teilsystem 03 „Verstromung“ definiert. Mit Hilfe der Teilsysteme 01 „bergbauliche Gewinnung“ und 03 „Verstromung“ kann das Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ abgebildet werden (siehe Abbildung 22).

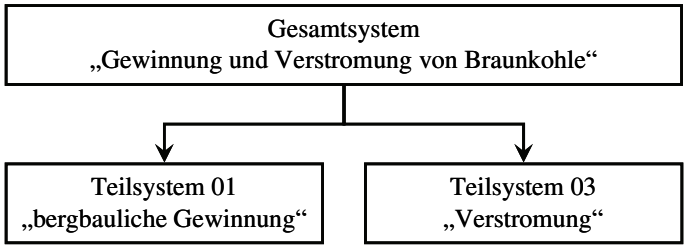


Abbildung 22: Strukturbild des Gesamtsystems „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“

Beide Teilsysteme werden prozessbezogen in Subsysteme erster und zweiter Ordnung gegliedert. Den Subsystemen zweiter Ordnung werden Elemente zugeordnet. Die vor der Verbrennung durchzuführenden Zerkleinerungsprozesse werden dem Teilsystem 03 „Verstromung“ zugeordnet.

4.2 Teilsystem „bergbauliche Gewinnung“

Die Hauptprozesse im Tagebaubetrieb werden in Kapitel 3.4 beschrieben. Auf Grund ihrer Bedeutung für den Betrieb eines Braunkohlentagebaus werden in dieser Arbeit folgende Subsysteme des Teilsystems 01 „bergbauliche Gewinnung“ untersucht und beschrieben

01.03 „Abbau/Gewinnung“,

01.04 „Förderung“,

01.09 „Verkippen/Verladen“,

01.10 „Wasserwirtschaft“ und

01.16 „Betrieb der Gesamtanlage“.

4.3 Teilsystem „Verstromung“

Die Hauptprozesse der Verstromung von Braunkohle werden in Kapitel 3.6 beschrieben. In die systemanalytischen Betrachtungen werden dabei auch Prozesse und Verfahren einbezogen, die bei der Entwicklung neuer Braunkohlenkraftwerke eine Rolle spielen, zurzeit aber noch keine großtechnische Anwendung finden. Für das Teilsystem 03 „Verstromung“ werden insgesamt 14 Subsysteme erster Ordnung definiert

03.01 „Bekohlung“,

03.02 „Brennstoffaufbereitung“,

03.03 „Vergasung“,

03.04 „Feuerung“,

03.05 „Dampferzeugung“,

03.06 „Energieumwandlung in der Turbogruppe“,

03.07 „Kondensation/Rückkühlung“,

03.08 „Rauchgasreinigung“,

03.09 „CO_2-Abscheiden und Verdichten“,

03.10 „Wasserwirtschaft“,

03.11 „Bereitstellen von Elektroenergie“,

03.12 „Lagern/Bevorraten/Verladen“,

03.13 „Reparatur/Instandhaltung“ und

03.14 „Betrieb der Gesamtanlage“.

Die detaillierte Übersicht über die einzelnen Subsysteme und Elementen befindet sich im Anhang 12.2. Eine besondere Bedeutung für die Untersuchungen im Rahmen der vorliegenden Arbeit haben die Subsysteme

03.01 „Bekohlung“,

03.02 „Brennstoffaufbereitung“,

03.04 „Feuerung“,

03.05 „Dampferzeugung“,

03.06 „Energieumwandlung in der Turbogruppe“,

03.07 „Kondensation/Rückkühlung“,

03.08 „Rauchgasreinigung“,

03.09 „CO_2-Abscheiden und Verdichten“,

03.11 „Bereitstellen von Elektroenergie“.

4.4 Systemgrenzen

Für die Ermittlung der nicht-intendierten Outputs wird als Bezugszeitraum ein Betriebsjahr (Kalenderjahr) im Regelbetrieb eines Tagebaus bzw. eines Kraftwerks gewählt. Der Aufschluss des Tagebaus, die Vorfeldberäumung, der Bau und die Einrichtung der Tagesanlagen und des Kraftwerks, die Schaffung notwendiger Infrastruktur sowie der Auslauf des Tagebaus und die sich anschließende Rekultivierung der in Anspruch genommenen Flächen werden nicht in die Untersuchungen einbezogen. Die Inbetriebnahme des Tagebaus und der Beginn seines Auslaufs bilden die zeitlichen Schnittstellen. Das Einspeisen elektrischer Energie in das Verbundnetz stellt die Systemgrenze der Verstromung der Braunkohle dar.

Das Teilsystem 01 „bergbauliche Gewinnung“ umfasst den aktiven Tagebaubereich. Die Flächeninanspruchnahme wird zusätzlich bilanziert. Die Förderung der Rohbraunkohle bis zum grubennahen Kraftwerk wird dem Teilsystem 01 zugeordnet. Die Übergabe der Rohbraunkohle vom Transportmedium (Zug oder Band) zur Bevorratung am Kraftwerk (Halde oder Bunker) bildet die räumliche Schnittstelle zwischen den Teilsystemen 01 und 03. Der Abraum wird innerhalb des Tagebaubetriebs gewonnen, gefördert und verkippt. Mit dem Fortschreiten des Abbaus wird er bezogen auf die definierten Grenzen zum nicht-intendierten Output in Form einer riesigen Kippenlandschaft. Neben dem Abraum stellt das Grubenwasser den mengenmäßig größten nicht-intendierten Output des Teilsystems 01 dar.

Als Referenzstrom wird derjenige Stoff- und Energiestrom angesehen, der das Produktionsziel eines Teilsystems oder des Gesamtsystems darstellt. Für das Teilsystem 01 „bergbauliche Gewinnung“ ist „Rohbraunkohle“ der Referenzstrom. Der Stoffstrom Rohbraunkohle verbindet die Teilsysteme 01 und 03. Er verlässt das Teilsystem 01 „bergbauliche Gewinnung“ als Output und ist Input für das Teilsystem 03 „Verstromung“. Die vom Kraftwerk bereitgestellte Elektroenergie stellt den Referenzstrom des Teilsystems 03 „Verstromung“ dar. Alle anderen Stoff- und Energieströme, die die Teilsysteme verlassen, werden als nicht-intendierte Outputs angesehen.

5 Systemtechnische Grundlagen und Modellbildung

Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln die Rahmenbedingungen für die Gewinnung und Verstromung von Braunkohle umrissen wurden sowie die Struktur des Gesamtsystems und seiner Teilsystems vorgestellt wurde, wird nun im Detail auf die systemtechnischen Grundlagen eingegangen. Dazu werden die einzelnen Prozesse beschrieben, die in die Entwicklung des Modells für das Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ einbezogen werden, und Prozessmodelle aufgestellt. Die auftretenden Stoff- und Energieströme stehen dabei im Vordergrund. Außerdem wird die Software vorgestellt, die zur Umsetzung des Modells verwendet wird.

In dieser Arbeit werden die Hauptprozesse der bergbaulichen Gewinnung in einem Braunkohlentagebau mit Direkt-Versturz-System (Kapitel 3.3 und 3.4) und die Hauptprozesse der Verstromung der Rohbraunkohle in einem grubennahen konventionellen Dampfkraftwerk (Kapitel 3.6) untersucht und abgebildet, um die dabei entstehenden nicht-intendierten Outputs bestimmen zu können. Innerhalb des Teilsystems 01 werden der Tagebaubetrieb und die Reinigung des dabei anfallenden Grubenwassers berücksichtigt. Die Grubenwasserreinigung wird hier gesondert betrachtet, weil das Grubenwasser selbst einen wichtigen nicht-intendierten Output des Tagebaubetriebs darstellt und seine Reinigung sehr aufwändig ist. Innerhalb des Teilsystems 03 werden der Kraftwerksbetrieb und die CO_2-Abscheidung und Verdichtung berücksichtigt. CO_2-Abscheidung und Verdichtung werden gesondert untersucht, weil beide großtechnisch noch nicht im Kraftwerksbetrieb eingesetzt werden, aber eine Option zur Vermeidung von CO_2-Emissionen aus dem Kraftwerksbetrieb darstellen. Die Subsysteme, die im Folgenden genauer untersucht werden, sind in Abbildung 23 zusammengefasst.

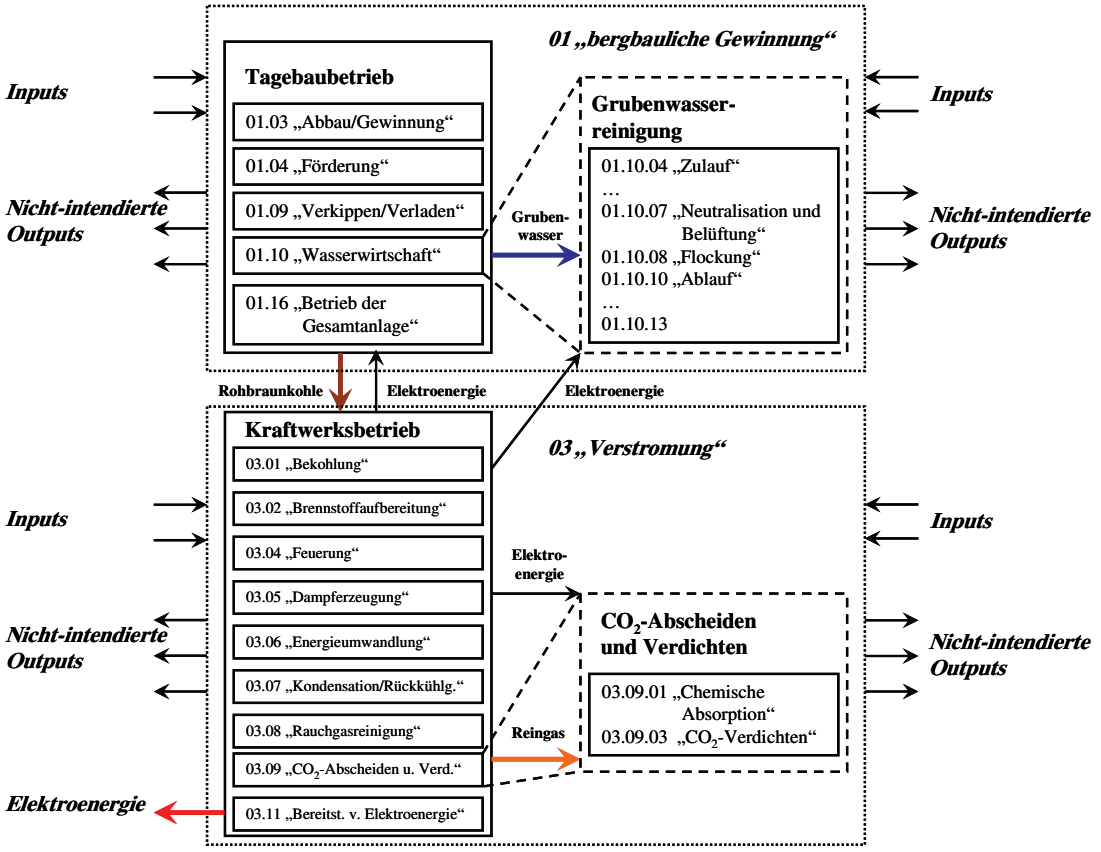


Abbildung 23: Teil- und Subsysteme des untersuchten Gesamtsystems

Als Werkzeug für die Umsetzung des Modells wird die Software Umberto 5 *Umberto educ* verwendet. Mit dieser Version können in einem Szenario bis zu 20 Prozesse als Transitionen in einem Stoff- und Energiestromnetz über zwei Hierarchieebenen abgebildet werden mit maximal 300 Stoff- und Energiesystemen. Das Modell für die Berechnung der nicht-intendierten Outputs bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle wird in vier Netze unterteilt

- „Tagebaubetrieb“,
- „Grubenwasserreinigung“,
- „Kraftwerksbetrieb“ sowie
- „Abscheiden und Verdichten von CO_2“.

Die Netze „Tagebaubetrieb“ und „Grubenwasserreinigung“ bilden das Teilsystem 01 „bergbauliche Gewinnung“. Das im Rahmen der Wasserwirtschaft im und um den Tagebau gehobene und gefasste Wasser verbindet als Stoffsystem „Grubenwasser“ die beiden Netze für den Tagebaubetrieb und die Grubenwasserreinigung. Die Netze „Kraftwerksbetrieb“ sowie „Abscheiden und Verdichten von CO_2“ bilden zusammen das Teilsystem 03 „Verstromung“. Sollen bei der Berechnung der nicht-intendierten Outputs das Abscheiden und Verdichten von CO_2 berücksichtigt werden, wird das Stoffsystem „Reingas“ vom Stoff- und Energiestromnetz „Kraftwerksbetrieb“ an das Netz „Abscheiden und Verdichten von CO_2“ übergeben.

In den Transitionen der Netze werden die Stoff- und Energieumwandlungen durch die einzelnen Prozesse mit Hilfe chemischer Reaktionsgleichungen, stöchiometrischer Umsätze sowie physikalischer und thermodynamischer Grundsätze als Grundlage für die Berechnung der Stoff- und Energieströme hinterlegt (Prozessmodelle). Für die Berechnung unbekannter Stoff- und Energieströme, insbesondere der nicht-intendierten Outputs, werden Modellparameter definiert.

5.1 Das Gesamtsystem als Stoff- und Energiestromnetz

5.1.1 Beschreibung der Modellierungssoftware

Die Modellierungssoftware Umberto beinhaltet nicht nur die Abbildung und Berechnung von Stoff- und Energiestromsystemen, sondern ermöglicht auch eine Kostenrechnung sowie verschiedene Auswertungen sowohl unter ökologischen als auch unter ökonomischen Aspekten. Dazu wurden Ansätze aus verschiedenen Fachdisziplinen zusammengeführt. Die mathematische Beschreibung der einzelnen Umwandlungs- und Produktionsprozesse, d.h. die Prozessmodellierung stellt eine Aufgabe für Natur- und Ingenieurwissenschaften dar. Die Visualisierung des Netzes und die Algorithmen zur Berechnung unbekannter Größen stammen aus der theoretischen Informatik und basieren auf dem Formalismus so genannter Petri-Netze. Der Begriff der Petri-Netze umfasst eine Klasse von Methoden, die in der Informatik zur Modellierung und Simulation diskreter Systeme angewendet werden. Sie dienen u.a. der Abbildung von zeitlich parallelen Abläufen und der Synchronisation von Ereignissen. Die Modellierung und Berechnung von Stoff- und Energiestromnetzen stellen einen konkreten Anwendungsfall des Petri-Netz-Konzeptes dar, der auf einer statischen Netzstruktur und einer kombinierten Strom- und Bestandsrechnung basiert. [Reinecke, 1997], [Möller, 2000], [Schmidt & Keil, 2002]

Grundlagen und Anwendungen der Petri-Netze werden beispielsweise von [Reisig, 1986], [Starke, 1990] und [Baumgarten, 1996] erläutert. Den Einsatz von Petri-Netzen in der Verfahrenstechnik zur Modellierung und Steuerung verfahrenstechnischer Systeme beschreibt z.B. [Hanisch, 1992].

Aufbau und Funktionsweise der Software werden im Folgenden kurz beschrieben. Umberto ist in den Sprachen Delphi und C++ programmiert und nutzt eine relationale Datenbank (Oracle™) zur Verwaltung der Daten. Das Programm besteht aus mehreren Komponenten, zwischen denen Schnittstellen definiert sind, die auch von anderer Software genutzt werden können. Eine Verknüpfung mit anderen Programmen ist dadurch möglich, was z.B. zum Einbinden neuer Modelle oder für den Datenaustausch genutzt werden kann. Der Kern von Umberto besteht in der Stoffstromrechnung, die wesentlich auf der Struktur und Definition der Netzelemente aufbaut. Um diesen Kern gruppieren sich die Programmkomponenten, wie z.B. für die Leistungsverrechnung, die auf die Stoffstromberechnung aufsetzt und dazu Angaben über Kostenarten und/oder Allokationsregeln in den Prozessen benötigt. Andere Programmkomponenten werden für die Auswertung und Darstellung der Ergebnisse eingesetzt. Zu Umberto gehört außerdem eine umfassende Bibliothek, in der nicht nur die Daten der erstellten Stoff- und Energiestromnetze als Projekte abgespeichert werden, sondern auch zahlreiche Datensätze in komplexen Datenstrukturen als Module hinterlegt sind, wie z.B. Modelle zur Beschreibung von Produktions- und Umwandlungsprozessen sowie Bewertungsmethoden und Kennzahlensysteme, die in Stoff- und Energiestromnetze eingebunden bzw. zur Auswertung genutzt werden können. Die Bibliothek kann sowohl was die Prozessmodule als auch die Bewertungsmethoden betrifft beliebig ergänzt werden. Abbildung 24 verdeutlicht den Aufbau des Software-Paketes Umberto. [Schmidt & Keil, 2002]

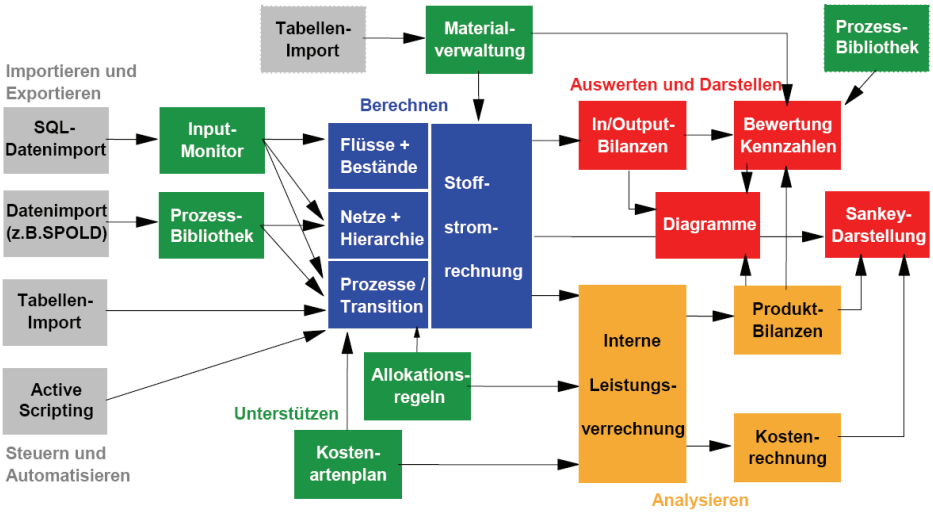


Abbildung 24: Struktur der Software Umberto [Schmidt & Keil, 2002]

[Schmidt & Schorb, 1995] sowie [Schmidt & Häuslein, 1997] beschreiben ausführlich Funktionalität und Anwendung von Umberto. Der inzwischen weit verbreitete Einsatz von Umberto in Industrie, Handel und Consulting sowie in der Forschung beweist, dass das Software-Paket zur Unterstützung der Modellierung, Berechnung und Auswertung von Stoff- und Energiestromsystemen gut geeignet ist.

In den Kapiteln 5.1.2 bis 5.1.5 wird dargelegt, wie das hierarchisch strukturierte Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ als Stoff- und Energiestromnetz abgebildet werden kann. Im Anschluss daran wird die Berechnung fehlender Stoff- und Energieströme erläutert. Abschließend werden Auswertung und Präsentation der berechneten Ergebnisse vorgestellt.

5.1.2 Darstellung als Stoff- und Energiestromnetz

Der Modellierung des Stoff- und Energiestromsystems „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ wird die Systematik der Petri-Netze zu Grunde gelegt. Ihre Netzstruktur besteht aus drei Arten von Netzelementen.

Die Stoff- und Energiestromnetze bestehen aus zwei unterschiedlichen Klassen von Netzknoten, den Transitionen und Stellen, sowie den Kanten als Verbindungen. Die Transitionen bilden Stoff- und Energiewandlungsprozesse ab. In den Transitionen werden die vorab definierten Teil- und Subsysteme und/oder einzelne Elemente anhand von Prozessmodellen (als Transitionsspezifikationen) beschrieben. Stellen sind dagegen Lager, in denen keine Stoff- und Energiewandlungen stattfinden. Hier werden Stoff- und Energiebestände aufgenommen, gehalten und/oder verteilt. Bei dem hier betrachteten Stoff- und Energiestromsystem handelt es sich um ein offenes System, d.h. es findet ein Stoff- und Energieaustausch mit der Umgebung statt. So genannte Input- und Output-Stellen bilden die Übergabepunkte zur Umwelt.

Die Pfade der Stoff- und Energieströme werden durch Verbindungen in Form von Pfeilen zwischen Transitionen und Stellen dargestellt. Sie zeigen an, welche Prozesse über die Stoff- und Energieströme miteinander verknüpft sind. Der Formalismus der Stoff- und Energiestromnetze verbietet direkte Verbindungen zwischen Stellen oder zwischen Transitionen. Transitionen und Stellen wechseln sich im Netz ab. [ifu & ifeu, 2005]

Zur Verdeutlichung der Symbolik zeigt Abbildung 25 beispielhaft ein Stoff- und Energiestromnetz für die Gewinnung und Verstromung von Braunkohle.

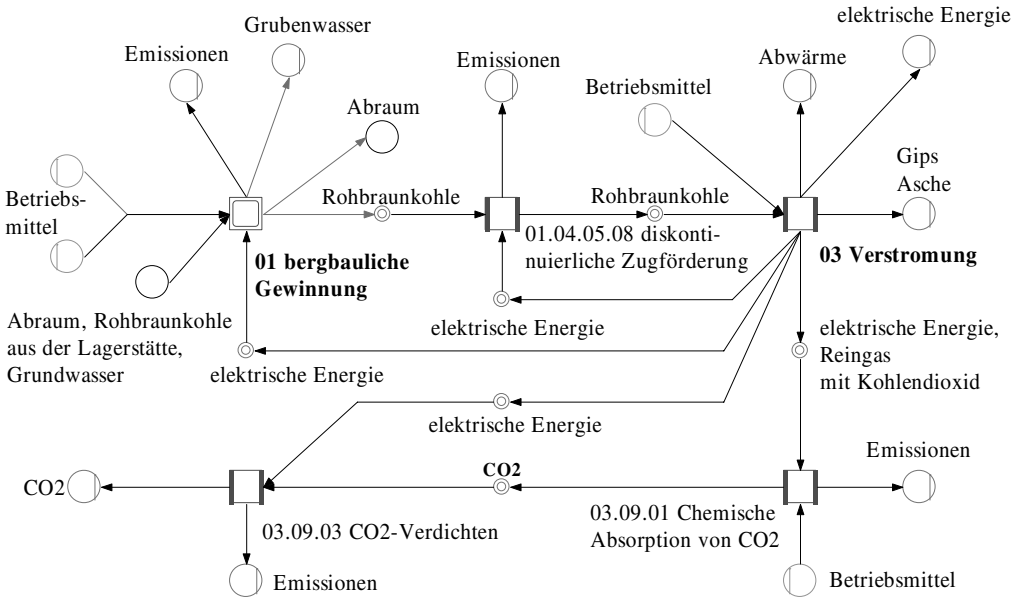


Abbildung 25: Stoff- und Energiestromnetz nach [Bielig & Kuyumcu, 2009, 2]

Transitionen werden in den Netzen als Quadrate dargestellt. Quadrate mit hervorgehobenen seitlichen Rändern kennzeichnen spezifizierte Transitionen. Eine doppelte Berandung kennzeichnet Transitionen, die ein Subnetz beinhalten. Stellen werden als Kreise dargestellt. Kreise mit zusätzlicher linksseitiger Linie kennzeichnen Input-Stellen. Kreise mit zusätzlicher rechtsseitiger Linie kennzeichnen Output-Stellen. Sie markieren die Grenzen eines Netzes. Kreise mit doppeltem Rand kennzeichnen Verbindungs-Stellen (*Connection*), über die zwei Prozesse miteinander verbunden sind. Einfache Kreise symbolisieren Lager-Stellen (*Storage*), die einen Materialbestand beinhalten können.

Der Netzansatz erlaubt es, Modelle hierarchisch zu schichten. Teilnetze können zu einzelnen Netzelementen vergröbert und einzelne Netzelemente durch detailliertere Teilnetze verfeinert werden. Die Verfeinerung eines Netzes bedeutet die Konkretisierung bzw. Detaillierung der Modellbildung bezüglich der inneren Mechanismen von Zuständen und Ereignissen (verschiedene Abstraktionsebenen); eine Vergröberung hingegen meist eine lokale Abstraktion, eine Gruppierung von zusammenhängenden Zuständen und Ereignissen zu einem Ganzen. [Baumgarten, 1996]

Weil in Stoff- und Energiestromnetzen die Prozesse der Stoff- und Energiewandlung im Vordergrund stehen, bezieht sich die Hierarchiebildung vornehmlich auf Transitionen, die die Stoff- und Energiewandlungen abbilden. Transitionen können mittels transitionsberandeter Subnetze spezifiziert bzw. modelliert werden, indem ein ebenfalls aus Transitionen und Stellen aufgebautes Subnetz hinterlegt wird. Die Verknüpfung des Subnetzes mit seiner Umgebung erfolgt über spezielle Stellen, die so genannten Port- und Socket-Stellen. [Möller, 2000]

Das Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“, das sich hierarchisch strukturiert aus Teilsystemen, Subsystemen erster und zweiter Ordnung sowie Elementen zusammensetzt, kann als hierarchisch strukturiertes Stoff- und Energiestromnetz abgebildet werden. Dazu werden einzelne Transitionen (Teil- oder Subsysteme) mit einem Subnetz spezifiziert, das wiederum aus mehreren Transitionen (Subsystemen und/oder Elementen) und Stellen bestehen kann, wobei die Transitionen wiederum durch weitere Subnetze spezifiziert werden können. Auf diese Weise bleibt das als Modell erstellte Stoff- und Energiestromnetz trotz seiner großen Komplexität übersichtlich.

Die hierarchisch aufgebaute Systemstruktur ermöglicht es, Prozesse bzw. Elemente einerseits zu übergeordneten Prozessen (Subsysteme erster und zweiter Ordnung) zusammenzufassen und andererseits, diese Gliederung jederzeit zu verfeinern bzw. zu erweitern bis alle Einzelprozesse als Elemente in das Systemmodell einbezogen sind (Buttom-up-Ansatz).

5.1.3 Berechnung von Stoff- und Energiestromnetzen

Die Erfassung bzw. Ermittlung nicht-intendierter Outputs erfolgt auf Basis eines Systemmodells, das zunächst im Rahmen der Systemanalyse für den Einzelfall konkretisiert werden muss. Die relevanten Prozesse werden nach der in Kapitel 5.1.2 erläuterten Systematik miteinander verschaltet, d.h. über Stoff- und Energieströme in Relation zueinander gesetzt.

In den Transitionen werden die einzelnen Prozesse der Stoff- und Energiewandlung innerhalb des Systems beschrieben. Als Transitionsspezifikationen können in Umberto verschiedenste komplexe (Prozess-)Modelle Verwendung finden (technische, ingenieur-wissenschaftliche, betriebswirtschaftliche etc.). Die funktionalen Zusammenhänge zwischen den Input- und Output-Strömen an den Teil- und Subsystemen und Elementen werden im einfachsten Fall mit Hilfe von Koeffizienten linear angegeben, können aber auch mit komplexen Funktionen in Abhängigkeit von Prozessparametern beschrieben werden. Zusätzlich ist der Zugriff auf externe Daten und Berechnungsalgorithmen möglich. Es können auch Subnetze eingefügt werden, z.B. fertige Modelle aus der Umberto-Modulbibliothek.

Trotz umfassender Recherche und Datenerfassung ist es nicht möglich, alle Daten, die zur vollständigen Beschreibung des Stoff- und Energiestromsystems notwendig sind, z.B. in Form von Messwerten, zu ermitteln. Die Datenausgleichsrechnung im Stoff- und Energiestromnetz basiert darauf, dass aus den im Netz an verschiedenen Stellen vorhandenen Informationen weitere Informationen abgeleitet werden. Vorhandene Stoff- und Energiestromdaten sind dabei Ausgangspunkt der Berechnungen. Die Berechnung einer spezifizierten Transition kann dann

erfolgen, wenn bestimmte Stoff- und Energieströme in ihrem unmittelbaren Umfeld bekannt sind. Die neu berechneten Daten betreffen ausschließlich das unmittelbare Umfeld der Transition, d.h. Stoff- und Energieströme an den mit ihr verknüpften Verbindungen. Der Vorteil dieses Lokalitätsprinzips besteht darin, dass sich die Berechnungen der Prozesse nur nach den Transitionsspezifikationen zu richten brauchen. Weitere Einschränkungen, wie sie sich aus einem globalen Berechnungsprinzip, z.B. linearen Gleichungssystemen ergeben, existieren nicht. Die Berechnung eines Stoff- und Energiestromnetzes kann als Folge von Transitionsberechnungen aufgefasst werden.

Wird das Stoff- und Energiestromnetz – wie hier vorausgesetzt – als statisch innerhalb eines definierten Zeitraums betrachtet, werden zeitliche Änderungen einzelner Lagerbestände nicht berücksichtigt. Die Prozesse werden über die Verbindungsstellen miteinander verknüpft, d.h. die Verbindungsstellen sorgen auch für die Verknüpfung der lokalen Transitionsberechnungen mit dem globalen Berechnungsprinzip, nach dem aus den vorhandenen Informationen wenn möglich neue berechnet und die Daten somit nach und nach vervollständigt werden. Die Verbindungsstellen dienen als Verteilungsknoten zwischen den Prozessen. Wenn es an den Stellen per Definition zu keinen Veränderungen ihrer Bestände kommen soll, erfolgt im Rahmen der Datenausgleichsrechnung der Ausgleich der Bestände der Stellen. Die Berechnungen im Stoff- und Energiestromnetz sind charakterisiert durch den Wechsel der Berechnung von Transitionsspezifikationen und Bestandsausgleich an den Verbindungsstellen. Dabei wird die erfolgreiche (vollständige) Berechnung einer Transition jeweils zum Anlass genommen, an den umliegenden Stellen die Bestände zu prüfen und gegebenenfalls auszugleichen.

Mit Hilfe der Datenausgleichsrechnung werden also aus lokal bekannten Stoff- und Energiestromangaben für Transitionen (Prozesse) und Stellen (Lager) lokal unbekannte Größen bestimmt. Diese dienen der Berechnung weiterer Stoff- und Energieströme. Im Idealfall kann das gesamt Netz sukzessive berechnet werden. Dabei muss nicht festgelegt werden, ob in oder gegen die Stromrichtung gerechnet werden soll. Die bekannten Größen können verstreut im Netz vorliegen. Durch den iterativen und sequentiellen Berechnungsalgorithmus werden nacheinander alle Netzbereiche berechnet bis das gesamte Netz bestimmt ist.

Um sicher zu gehen, dass die Daten für ein Stoff- und Energiestromnetz vollständig richtig berechnet werden, wird die Konsistenz des Netzes ständig überprüft (Konsistenzprüfung) und auf Inkonsistenzen hingewiesen. Umberto bietet außerdem Möglichkeiten zur Leistungsverrechnung, für eine stoff- und energiestrombezogene Kostenrechnung und zur Auswertung der berechneten Ergebnisse an. [Möller, 1997], [Möller, 2000], [Schmidt & Keil, 2002]

5.1.4 Präsentation der Ergebnisse

Die Ergebnisse der in den vorangegangenen Kapiteln erläuterten Modellbildungs-, Datenerhebungs- und Berechnungsprozesse lassen sich in Bilanzen zusammenfassen und als Stoff- und Energie(strom)bilanzen darstellen. Die Bilanzgrenzen können dabei in Umberto innerhalb des Systems beliebig gewählt werden. [Möller & Rolf, 1995]

Im einfachsten Fall können Input/Output-Bilanzen aufgestellt werden, die frei von Kategorisierungen und Bewertungen sind. Es können aber auch auf einen Referenzstrom bezogene Bilanzen aufgestellt und Kennzahlen berechnet werden. Damit sind beispielsweise Aussagen über die Einhaltung von Grenzwerten möglich. Die Kennzahlen können auch zu Kennzahlensystemen kombiniert werden. Einige standardisierte betriebliche (Umwelt-)Kennzahlensysteme und Bewertungsmethoden sind in Umberto enthalten. So können beispielsweise der Eco-Indicators 99 und Kennzahlen zur Wirkungsabschätzung nach UBA oder CML

standardisiert berechnet werden. Andere Kennzahlensysteme können definiert und in der Bibliothek abgespeichert werden.

5.1.5 Fazit

Das entwickelte Modell kann mit der Software Umberto als Stoff- und Energiestromnetz unter Einbeziehung einzelner Prozessmodelle umgesetzt werden. Als Ergebnis der Datenausgleichsrechnung werden Stoff- und Energiestrombilanzen erstellt, die wiederum als Grundlage für alle Auswertungsrechnungen dienen. Leistungsverrechnung und Kostenrechnung können sich anschließen. Darauf aufbauend können gegebenenfalls sowohl für Elemente, als auch für Sub- und Teilsysteme Kennzahlen berechnet und entsprechend eines vorab definierten Kennzahlensystems zusammengefasst werden.

Die Modellierung ist hier als iterativer Prozess zu verstehen, über den das Gesamtmodell nach und nach verfeinert wird, in dem insbesondere für solche Transitionen, die für die Ermittlung der nicht-intendierten Outputs relevante Prozesse (Subsysteme und Elemente) abbilden, nach und nach exaktere Subnetze oder anspruchsvolle Modelle eingeführt werden. Der aufwändigste Schritt bei der Modellierung ist die Spezifikation des Stoff- und Energiestromnetzes. Dazu gehören Datenrecherche und schrittweise Ergänzung und Modifikation von Systemstruktur, Prozessmodellen und Modellparametern. Wenn für alle betrachteten Prozesse innerhalb des Gesamtsystems Modelle in Form von Koeffizienten, Funktionen oder Algorithmen aufgestellt werden, können aus wenigen vorgegebenen Stromgrößen alle Stoff- und Energieströme im System berechnet werden. Netze können unterbestimmt bleiben, wenn nicht genügend Daten zur Verfügung stehen. Ist ein Netz überbestimmt, können Inkonsistenzen an den Schnittstellen berechneter Netzbereiche auftreten.

Die Erfassung nicht-intendierter Outputs wird mit der Zielsetzung durchgeführt, die im Unternehmen vorhandenen Optimierungspotentiale für den stofflichen und energetischen Aufwand aufzudecken. Sie bildet die quantitative Grundlage zur Beurteilung der Auswirkungen einer möglichen Umsetzung von Maßnahmen, mit denen Ressourcen eingespart und Kosten gesenkt werden können.

Die Berechnungen und Auswertungen mit der Software Umberto laufen in mehreren Schritten ab. Zuerst werden die Grundrechnungen zur Berechnung einzelner Stoff- und Energieströme anhand von Prozessmodellen durchgeführt. Daran schließt sich die Datenausgleichsrechnung zur Berechnung unbekannter Stoff- und Energieströme sowie Bestände an. Darauf aufbauend können Auswertungsrechnungen, wie eine mengenmäßige Leistungsverrechnung, eine Kostenrechnung sowie Bilanzaufbereitungs- und Kennzahlenberechnungen durchgeführt werden, deren Ergebnisse abschließend dargestellt werden.

Umberto ist jedoch v.a. deshalb gut geeignet für die Abbildung und Berechnung des Gesamtsystems der „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“, weil die hierarchische Systemstruktur als Stoff- und Energiestromnetz abgebildet sowie nach und nach verfeinert und erweitert werden kann und weil zusätzlich Modelle für die Beschreibung der Stoff- und Energiewandlungsprozesse einbezogen werden können.

5.2 Tagebaubetrieb

5.2.1 Stoff- und Energiestromnetz

In einem Braunkohlentagebau mit Direkt-Versturz-System werden in der Praxis drei Betriebsbereiche unterschieden

- Vorschnittbetrieb,
- Brückenbetrieb und
- Grubenbetrieb.

Zum Freilegen der Kohleflöze werden Abraumförderbrücken eingesetzt (Brückenbetrieb). Als Grube wird der Teil des Tagebaus bezeichnet, in dem mittels Schaufelrad- und/oder Eimerkettenbaggern die Kohle gewonnen und auf Bandanlagen verladen wird (Grubenbetrieb). Wenn die mögliche Abtragsmächtigkeit der Förderbrücke geringer ist als die Mächtigkeit des Deckgebirges oder wenn bestimmte geologische Schichten selektiv gewonnen werden sollen, wird ein Vorschnittbetrieb eingerichtet, der der Abraumförderbrücke voraus läuft. Dazu gehören Schaufelrad- oder Eimerkettenbagger für die Abraumgewinnung, eine Bandanlage als Fördereinrichtung und Bandabsetzer für die Verkippung des Abraums. Zur Überbrückung größerer Entfernungen und von Höhenunterschieden zwischen Gewinnungsgeräten, Bandanlagen und/ oder Verkippungsgeräten werden Bandwagen eingesetzt. [Klocek, 2009]

Ein Braunkohlentagebau lässt sich durch die Angabe der jährlich gewonnenen Rohbraunkohle sowie das Abraum : Kohle- (Gl. 3) und das Grubenwasser : Kohle-Verhältnis (Gl. 4) charakterisieren.

$$\alpha_{AR} = \frac{\dot{V}_{AR}}{\dot{m}_{RBK}} \qquad \text{(Gl. 3)}$$

$$\alpha_{GW} = \frac{\dot{V}_{GW}}{\dot{m}_{RBK}} \qquad \text{(Gl. 4)}$$

mit
α_{AR} Abraum : Kohle-Verhältnis [m³/t]
α_{GW} Grubenwasser : Kohle-Verhältnis [m³/t]
$\dot{m}_{RBK}$ Jahresfördermenge an Rohbraunkohle [t/a]
$\dot{V}_{AR}$ insgesamt bewegte Abraummenge [m³/a]
$\dot{V}_{GW}$ Grubenwasservolumenstrom [m³/a]

Der insgesamt bewegte Abraum setzt sich aus dem Abraum des Vorschnittbetriebs und dem Abraum des Brückenbetriebs zusammen (Gl. 5).

$$\dot{V}_{AR,TGB} = \dot{V}_{AR,V} + \dot{V}_{AR,B} \qquad \text{(Gl. 5)}$$

mit
$\dot{V}_{AR,TGB}$ insgesamt im Tagebaubetrieb bewegte Abraummenge [m³/a]
$\dot{V}_{AR,V}$ im Vorschnittbetrieb bewegte Abraummenge [m³/a]
$\dot{V}_{AR,B}$ im Brückenbetrieb bewegte Abraummenge [m³/a]

Die Grubenwassermenge setzt sich aus den Wässern zusammen, die bei der Filterbrunnenentwässerung und der Oberflächenentwässerung gefasst werden (Gl. 6).

$$\dot{V}_{GW,TGB} = \dot{V}_{FBW} + \dot{V}_{OFW} \qquad \text{(Gl. 6)}$$

mit $\dot{V}_{GW,TGB}$ Grubenwasser-Volumenstrom insgesamt [m³/a]

$\dot{V}_{FBW}$ Filterbrunnenwasser-Volumenstrom [m³/a]

$\dot{V}_{OFW}$ Oberflächenwasser-Volumenstrom [m³/a]

Der Regelbetrieb eines Braunkohlentagebaus mit Direkt-Versturz-System als Teilsystem 01 „bergbauliche Gewinnung“ wird mit den Prozessen beschrieben, die in Abbildung 26 dargestellt sind. Dabei werden 01.03 „Abbau/Gewinnung“, 01.04 „Förderung“, 01.09 „Verkippen/ Verladen“, 01.10 „Wasserwirtschaft“ und 01.16.01 „Betrieb von Hilfsgeräten und Fahrzeugen“ aus dem Subsystem erster Ordnung 01.16 „Betrieb der Gesamtanlage“ berücksichtigt. Vorfeldberäumung, Reparatur und Instandhaltung, die Unterhaltung der Tagesanlagen und die abbaubegleitende Rekultivierung werden im Modell nicht berücksichtigt.

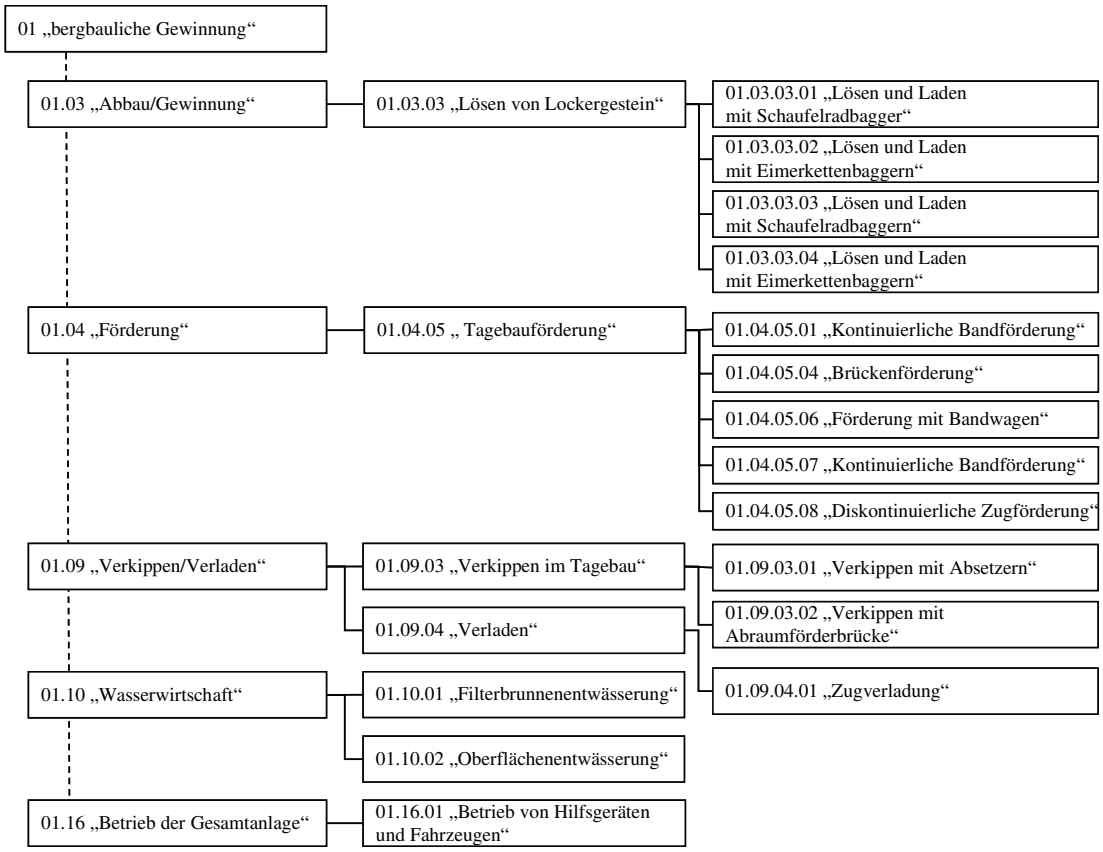


Abbildung 26: Gliederung des Teilsystems 01 für einen Tagebau mit Direkt-Versurz-System

Im Vorschnittbetrieb sind die Elemente 01.03.03.01 „Lösen und Laden mit Schaufelradbagger“, 01.04.05.01 „Kontinuierliche Bandförderung“ und 01.09.03.01 „Verkippen mit Absetzern“ zusammengefasst. Der Brückenbetrieb umfasst 01.03.03.02 „Lösen und Laden mit Eimerkettenbaggern“, 01.04.05.04 „Brückenförderung“ und 01.09.03.02 „Verkippen mit Abraumförderbrücke“. Zum Grubenbetrieb gehören 01.03.03.03 „Lösen und Laden mit Schaufelradbaggern“,

01.03.03.04 „Lösen und Laden mit Eimerkettenbaggern“, 01.04.05.06 „Förderung mit Bandwagen“, 01.04.05.07 „Kontinuierliche Bandförderung“ und 01.09.04.01 „Zugverladung“. Außerdem wird 01.16.01 „Betrieb von Hilfsgeräten und Fahrzeugen mit Dieselantrieb“ in den Grubenbetrieb mit einbezogen. 01.04.05.08 „Diskontinuierliche Zugförderung“ der Rohbraunkohle vom Tagebau zum Kraftwerk, 01.10.01 „Filterbrunnenentwässerung“ und 01.10.02 „Oberflächenentwässerung“ werden separat berücksichtigt.

Der Tagebaubetrieb im Teilsystem 01 „bergbauliche Gewinnung“ wird mit einem Stoff- und Energiestromnetz in zwei Ebenen beschrieben. Die Transition in der obersten Ebene (Abbildung 27) wird durch ein Subnetz in der zweiten Ebene charakterisiert. Das Netz auf der obersten Ebene hat zwei Input- und fünf Output-Stellen.

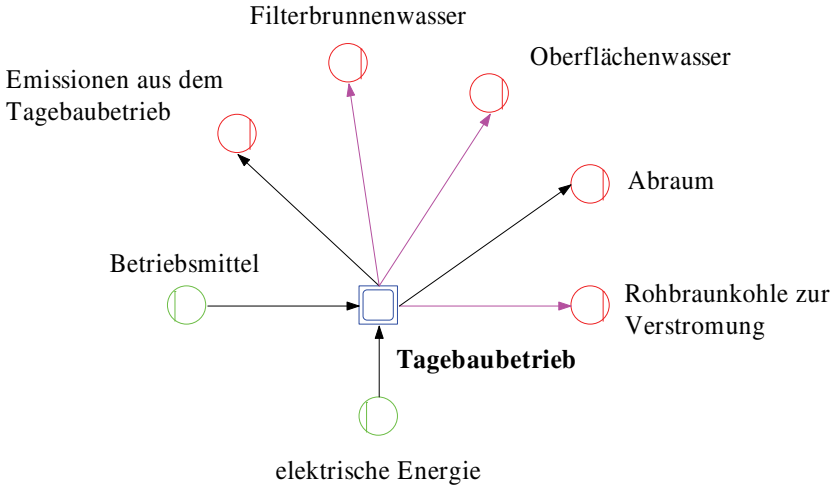


Abbildung 27: Oberste Ebene des Stoff- und Energiestromnetzes „Tagebaubetrieb“

Die Abbildung 28 zeigt das Subnetz „Tagebaubetrieb“, das sechs Transitionen (Quadrate) und insgesamt 16 Stellen (Kreise), davon eine Verbindungsstelle, eine Lagerstelle und 14 Portstellen (Kreise mit Balken), umfasst.

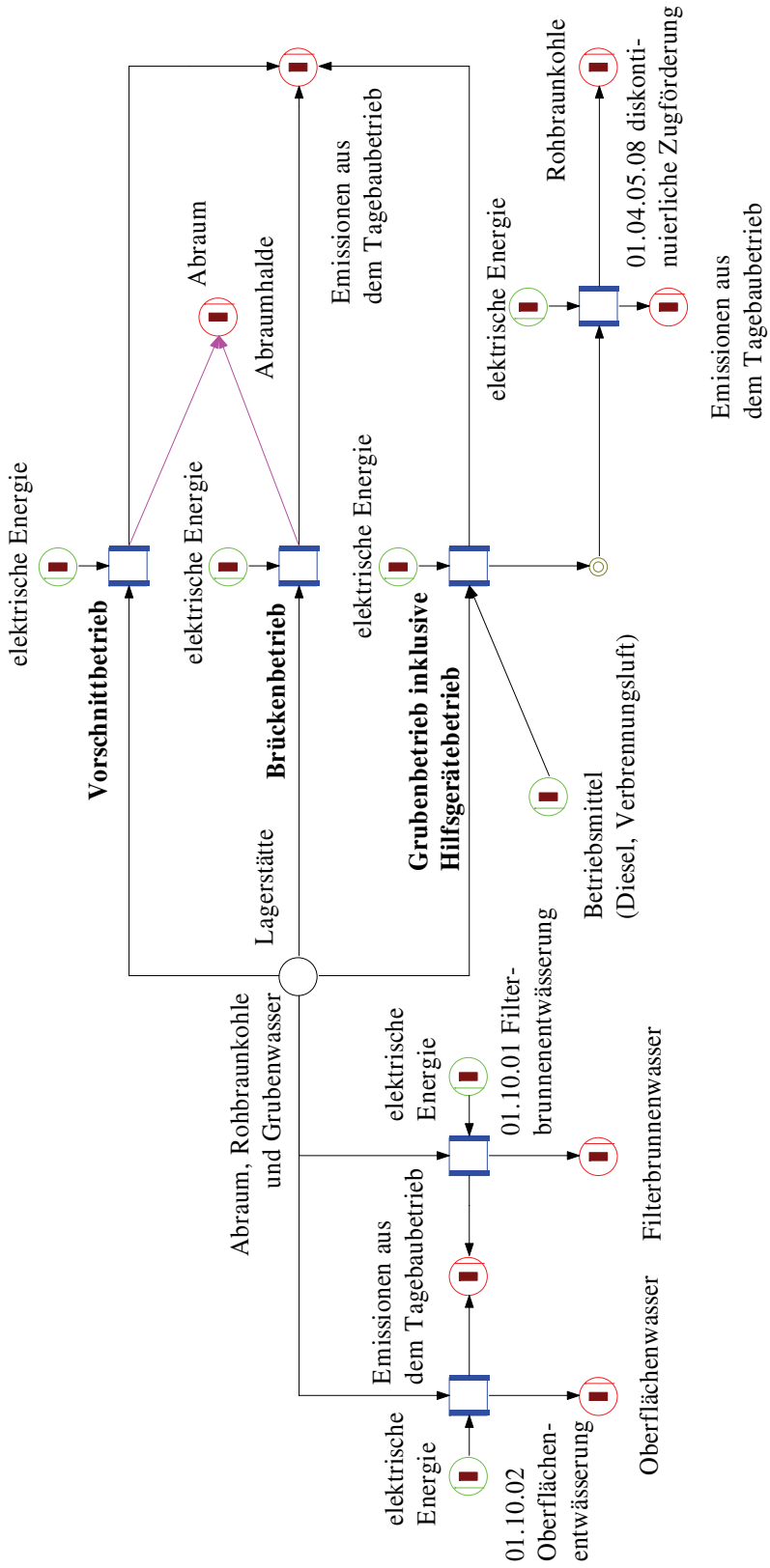


Abbildung 28: Subnetz „Tagebaubetrieb“

Wie aus Abbildung 28 ersichtlich ist, beinhalten die Transitionen in dem Subnetz den Vorschnittbetrieb und den Brückenbetrieb, den Grubenbetrieb und die diskontinuierliche Förderung der Rohbraunkohle vom Tagebau zum Kraftwerk, Filterbrunnen- und Oberflächenentwässerung. 25 Stoff- und Energieströme bilden die Relationen in diesem Netz. Fünf davon werden für seine Berechnung vorgegeben

$\dot{m}_{RBK}$ die Jahresfördermenge an Rohbraunkohle in [t/a],

$\dot{V}_{AR,V}$ die im Vorschnittbetrieb bewegte Abraummenge in [m³/a],

$\dot{V}_{AR,B}$ die im Brückenbetrieb bewegte Abraummenge in [m³/a],

$\dot{V}_{FBW}$ der jährlich mit Filterbrunnen gefasste Wasser-Volumenstrom [m³/a] und

$\dot{V}_{OFW}$ der jährlich gefasste Oberflächenwasser-Volumenstrom [m³/a].

5.2.2 Prozessmodelle

In den folgenden Kapiteln werden die Prozessmodelle für die Einzelprozesse im Tagebaubetrieb abgeleitet, Modellparameter definiert und die dabei freigesetzten nicht-intendierten Outputs aufgezeigt. Die Prozessmodelle dienen innerhalb der Transitionen zur Berechnung der nicht-intendierten Outputs.

5.2.2.1 Vorschnitt und Brückenbetrieb

Bei Abbau, Förderung und Verkippung von Abraum im Vorschnitt- und Brückenbetrieb entstehen Staubemissionen als nicht-intendierte Outputs. Die freigesetzten Staubmassenströme werden gemäß (Gl. 7) berechnet. Für die Berechnung der Staubemissionen wird ein Emissionskoeffizient definiert, der sich auf das Volumen bewegten Abraums bezieht. Die Staubemissionen, die von Kippenflächen und Böschungen ausgehen, werden hier nicht berücksichtigt.

$$\dot{m}_{ST,V} = \varepsilon_{ST} \cdot \dot{V}_{AR,V} \text{ bzw. } \dot{m}_{ST,B} = \varepsilon_{ST} \cdot \dot{V}_{AR,B} \qquad \text{(Gl. 7)}$$

mit
$\dot{m}_{ST,V}$ Staub aus Vorschnittbetrieb [kg/a]
$\dot{m}_{ST,B}$ Staub aus Brückenbetrieb [kg/a]
ε_{ST} Emissionskoeffizient für Staub [kg/m³]
$\dot{V}_{AR,V}$ Abraum aus Vorschnittbetrieb [m³/a]
$\dot{V}_{AR,B}$ Abraum aus Brückenbetrieb [m³/a]

Der Staub wird aus dem Abraum emittiert. Die maximalen Volumenströme für die Gewinnung von Abraum in Vorschnitt- und Brückenbetrieb ergeben sich aus (Gl. 8).

$$\hat{V}_{AR,V} = \dot{V}_{AR,V} + \frac{\dot{m}_{ST,V}}{\rho_{ST}} \text{ bzw. } \hat{V}_{AR,B} = \dot{V}_{AR,B} + \frac{\dot{m}_{ST,B}}{\rho_{ST}} \qquad \text{(Gl. 8)}$$

mit
$\hat{V}_{AR,V}$ maximal im Vorschnittbetrieb abgebauter Abraum [m³/a]
$\hat{V}_{AR,B}$ maximal im Brückenbetrieb abgebauter Abraum [m³/a]
$\dot{V}_{AR,V}$ Abraum aus Vorschnittbetrieb [m³/a]
$\dot{V}_{AR,B}$ Abraum aus Brückenbetrieb [m³/a]

$\dot{m}_{ST,V}$ Staub aus Vorschnittbetrieb [kg/a]
$\dot{m}_{ST,B}$ Staub aus Brückenbetrieb [kg/a]
ρ_{ST} Dichte des Staubs [kg/m³]

Großgeräte und Bandanlagen, die im Vorschnitt- und Brückenbetrieb arbeiten, haben elektrische Antriebe. Ihr Energiebedarf wird nach (Gl. 9) berechnet. Für die Berechnung des Energiebedarfs wird ein Verbrauchskoeffizient definiert, der sich auf das bewegte Abraum-Volumen bezieht.

$$\dot{E}_{E,V} = \alpha_{E,V} \cdot \hat{V}_{AR,V} \text{ bzw. } \dot{E}_{E,B} = \alpha_{E,B} \cdot \hat{V}_{AR,B} \quad \text{(Gl. 9)}$$

mit $\dot{E}_{E,V}$ Energiebedarf Vorschnittbetrieb [kWh/a]
$\dot{E}_{E,B}$ Energiebedarf Brückenbetrieb [kWh/a]
$\alpha_{E,V}$ Verbrauchskoeffizient für elektrische Energie im Vorschnittbetrieb [kWh/m³]
$\alpha_{E,B}$ Verbrauchskoeffizient für elektrische Energie im Brückenbetrieb [kWh/m³]
$\hat{V}_{AR,V}$ maximal im Vorschnittbetrieb abgebauter Abraum [m³/a]
$\hat{V}_{AR,B}$ maximal im Brückenbetrieb abgebauter Abraum [m³/a]

5.2.2.2 Grubenbetrieb

Im Grubenbetrieb wird die Rohbraunkohle gewonnen, gefördert und verladen. Insbesondere beim Abbau und bei der Förderung der Rohbraunkohle wird das im Inkohlungsprozess gebildete Methan (CH_4) freigesetzt. Das Ausmaß der Ausgasungen wird v.a. von der Korngrößenverteilung der Rohkohle und der Abbaugeschwindigkeit bestimmt. Der Methangehalt im Tagebau gewonnener Kohle ist durch die geringmächtigen und permeablen Deckschichten sowie durch eine eingeschränkte Speicherkapazität wesentlich niedriger als bei der Gewinnung im Tiefbau. [Pospischill, 1993]

Zur Berechnung der Methanemissionen nach (Gl. 10) als nicht-intendierter Output aus dem Grubenbetrieb wird ein Emissionskoeffizient für Methan definiert, der sich auf den Energieinhalt der abgebauten Rohbraunkohle bezieht.

$$\dot{m}_{CH_4,G} = \varepsilon_{CH_4} \cdot H_u \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 10)}$$

mit $\dot{m}_{CH_4,G}$ Methanemissionen aus dem Grubenbetrieb [kg/a]
ε_{CH_4} Emissionskoeffizient für Methan [kg/kJ]
H_u unterer Heizwert der Rohbraunkohle [kJ/t]
$\dot{m}_{RBK}$ Jahresfördermenge an Rohbraunkohle [t/a]

Bei Abbau, Förderung und Verladen der Rohbraunkohle im Grubenbetrieb wird ebenfalls Staub als nicht-intendierter Output freigesetzt. Der Massenstrom wird berechnet nach (Gl. 11).

$$\dot{m}_{ST,G} = \varepsilon_{ST} \cdot \frac{\dot{m}_{RBK}}{\rho_{SD,RBK}} \quad \text{(Gl. 11)}$$

mit $\dot{m}_{ST,G}$ Staubemissionen aus dem Grubenbetrieb [kg/a]
ε_{ST} Emissionskoeffizient für Staub [kg/m³]
$\rho_{SD,RBK}$ Schüttdichte Rohbraunkohle [kg/m³]
$\dot{m}_{RBK}$ Rohbraunkohle aus dem Grubenbetrieb [t/a]

Der insgesamt im Tagebaubetrieb freigesetzte Staub-Massenstrom wird nach (Gl. 12) berechnet. Der insgesamt abzubauende Massenstrom an Rohbraunkohle wird nach (Gl. 13) berechnet.

$$\dot{m}_{ST,TGB} = \dot{m}_{ST,V} + \dot{m}_{ST,B} + \dot{m}_{ST,G} \quad \text{(Gl. 12)}$$

$$\hat{\dot{m}}_{RBK} = \dot{m}_{RBK} + \dot{m}_{ST,G} + \dot{m}_{CH_4,G} \quad \text{(Gl. 13)}$$

mit $\dot{m}_{ST,TGB}$ Staub aus Tagebaubetrieb insgesamt [kg/a]
$\dot{m}_{ST,V}$ Staub aus Vorschnittbetrieb [kg/a]
$\dot{m}_{ST,B}$ Staub aus Brückenbetrieb [kg/a]
$\dot{m}_{ST,G}$ Staubemissionen aus Grubenbetrieb [kg/a]
$\hat{\dot{m}}_{RBK}$ maximale Fördermenge an Rohbraunkohle [t/a]
$\dot{m}_{RBK}$ Jahresfördermenge an Rohbraunkohle [t/a]
$\dot{m}_{CH_4,G}$ Methanemissionen aus dem Grubenbetrieb [kg/a]

Großgeräte und Bandanlagen, die im Grubenbetrieb arbeiten, haben elektrische Antriebe. Ihr Energiebedarf wird mit (Gl. 14) berechnet. Für die Berechnung des Energiebedarfs wird ein Verbrauchskoeffizient definiert, der sich auf die Masse der abgebauten Rohbraunkohle bezieht.

$$\dot{E}_{E,G} = \alpha_{E,G} \cdot \hat{\dot{m}}_{RBK} \quad \text{(Gl. 14)}$$

mit $\dot{E}_{E,G}$ Energiebedarf Grubenbetrieb [kWh/a]
$\alpha_{E,G}$ Verbrauchskoeffizient für elektrische Energie im Grubenbetrieb [kWh/t]
$\hat{\dot{m}}_{RBK}$ maximale Fördermenge an Rohbraunkohle [t/a]

5.2.2.3 Betrieb der Hilfsgeräte und Fahrzeuge mit Dieselantrieb

Zusätzlich zum Verbrauch an elektrischer Energie wird im Netz „Tagebaubetrieb“ die zum Betrieb von Hilfsgeräten und Fahrzeugen benötigte Menge an Dieselkraftstoff berechnet. Beim Einsatz der Hilfsgeräte und Fahrzeuge, die mit Dieselmotoren ausgestattet sind, wie z.B. für Gleisrück-, Lade- oder Planierarbeiten, Transport, Personenbeförderung und Instandhaltung, entstehen als nicht-intendierte Outputs Abgase inklusive Staub (Dieselrußpartikel). [Penk, 2009]

Für die Ermittlung des Bedarfs an Dieselkraftstoff im Tagebaubetrieb wird ein Verbrauchskoeffizient definiert, der sich auf die Masse der geförderten Rohbraunkohle bezieht und mit dessen Hilfe sich die benötigte Menge nach (Gl. 15) berechnen lässt.

$$\dot{m}_D = \alpha_D \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 15)}$$

mit $\dot{m}_D$ benötigte Menge an Dieselkraftstoff [kg/a]
α_D Verbrauchskoeffizient für Dieselkraftstoff [kg/t]
$\dot{m}_{RBK}$ Jahresfördermenge an Rohbraunkohle [t/a]

Zur Berechnung der Emissionen aus den Dieselmotoren wird auf ein Modul aus der Datenbank der Umberto-Software zurückgegriffen [Umberto, 2008]. Das Modul mit einem Modell zur Berechnung der Energiebereitstellung mit Dieselmotoren wird als Transition in das Subnetz zur Beschreibung des Tagebaubetriebs eingefügt. Mit Hilfe von Emissionskoeffizienten werden nach (Gl. 16) die Komponenten-Massenströme für Distickstoffmonoxid (N_2O), Kohlendioxid (CO_2), Kohlenmonoxid (CO), Methan (CH_4), *Non-methan volatile organic compounds* (NMVOC), Stickoxide (NO_x), Schwefeldioxid (SO_2) und Staub als nicht-intendierte Outputs im

Dieselabgas berechnet. Zusätzlich wird der Luftbedarf über die Gesamt-Massenbilanz der Verbrennung des Dieselkraftstoffs berechnet. Aus den Massenströmen der Komponenten und der Restluft aus der Verbrennung des Diesel-Kraftstoffs wird nach (Gl. 17) der Gesamt-Massenstrom an Dieselabgas berechnet.

$$\dot{m}_{DA,K} = \varepsilon_K \cdot \dot{m}_D \cdot H_u \qquad \text{(Gl. 16)}$$

$$\dot{m}_{DA} = \sum_K \dot{m}_{DA,K} + \dot{m}_{RL} \qquad \text{(Gl. 17)}$$

mit
- $\dot{m}_{DA}$ Massenstrom an Dieselabgas [kg/a]
- $\dot{m}_{DA,K}$ Komponenten-Massenströme im Dieselabgas [kg/a]
- ε_K nutzungsgradbezogene Emissionsfaktoren für die Komponenten [kg/kJ]
- $\dot{m}_D$ benötigte Menge an Dieselkraftstoff nach (Gl. 15) [kg/a]
- $\dot{m}_{RL}$ Restluft [kg/a]
- H_u unterer Heizwert des Dieselkraftstoffs [kJ/kg]

5.2.2.4 Zugförderung

Die Rohbraunkohle aus dem Grubenbetrieb wird in Züge verladen und zum tagebaunahen Braunkohlenkraftwerk gefördert. Hier wird angenommen, dass dazu elektrisch betriebene Züge eingesetzt werden. Für die Berechnung des elektrischen Energiebedarfs der kontinuierlichen Zugförderung nach (Gl. 18) wird ein Verbrauchskoeffizient definiert, der sich auf die Masse der geförderten Rohbraunkohle bezieht.

$$\dot{E}_{E,ZF} = \alpha_{E,ZF} \cdot \dot{m}_{RBK} \qquad \text{(Gl. 18)}$$

mit
- $\dot{E}_{E,ZF}$ Energiebedarf für die Zugförderung [kWh/a]
- $\alpha_{E,ZF}$ Verbrauchskoeffizient für elektrische Energie im Grubenbetrieb [kWh/t]
- $\dot{m}_{RBK}$ Jahresfördermenge an Rohbraunkohle [t/a]

5.2.2.5 Filterbrunnenentwässerung

Bei der Filterbrunnenentwässerung wird der jährlich zur Freihaltung des Tagebaus in Filterbrunnen gefasste Wasser-Volumenstrom betrachtet. Das gehobene Wasser wird als Grubenwasser vom Tagebaubetrieb zur Grubenwasserreinigung (GWR) geleitet. Das gereinigte Grubenwasser (Reinwasser) verlässt mit seinen Inhaltsstoffen das Teilsystem 01 „bergbauliche Gewinnung“ als nicht-intendierter Output.

Die Pumpen in den Filterbrunnen werden elektrisch betrieben. Ihr Energiebedarf wird mit Hilfe eines Verbrauchskoeffizienten, der sich auf das gepumpte Wasservolumen bezieht, nach (Gl. 19) berechnet.

$$\dot{E}_{E,FBE} = \alpha_{E,FBE} \cdot \dot{V}_{FBW} \qquad \text{(Gl. 19)}$$

mit
- $\dot{E}_{E,FBE}$ Energiebedarf für die Filterbrunnenentwässerung [kWh/a]
- $\alpha_{E,FBE}$ Energie-Verbrauchskoeffizient für die Filterbrunnenentwässerung [kWh/m³]
- $\dot{V}_{FBW}$ Wassermenge der Filterbrunnenentwässerung [m³/a]

5.2.2.6 Oberflächenentwässerung

Zusätzlich wird im Tagebaubereich stark belastetes Oberflächenwasser gefasst, das ebenfalls zu einer GWR gepumpt wird. Der Energiebedarf für die Pumpen, der sich auf das Volumen des gepumpten Grubenwassers bezieht, wird nach (Gl. 20) berechnet.

$$\dot{E}_{E,OFE} = \alpha_{E,OFE} \cdot \dot{V}_{OFW} \qquad \text{(Gl. 20)}$$

mit $\dot{E}_{E,OFE}$ Energiebedarf für die Oberflächenentwässerung [kWh/a]
$\alpha_{E,OFE}$ Energie-Verbrauchskoeffizient für die Oberflächenentwässerung [kWh/m³]
$\dot{V}_{OFW}$ Wassermenge der Oberflächenentwässerung [m³/a]

Aus den für die einzelnen Prozesse berechneten Angaben zum Energieverbrauch kann nach (Gl. 21) der Gesamtverbrauch an elektrischer Energie im Tagebaubetrieb berechnet werden.

$$\dot{E}_{E,TGB} = \dot{E}_{E,V} + \dot{E}_{E,B} + \dot{E}_{E,G} + \dot{E}_{E,ZF} + \dot{E}_{E,FBE} + \dot{E}_{E,OFE} \qquad \text{(Gl. 21)}$$

5.2.3 Inputs und Outputs im Tagebaubetrieb

In Tabelle 7 sind die Inputs und Outputs des Stoff- und Energiestromnetzes „Tagebaubetrieb“ zusammengefasst.

Tabelle 7: Inputs und Outputs des Stoff- und Energiestromnetzes „Tagebaubetrieb“

Inputs		***Outputs***	
		$\dot{m}_{RBK}$	Jahresfördermenge an Rohbraunkohle [t/a]
$\dot{m}_D$	Dieselkraftstoff [kg/a]	***Nicht-intendierte Output***s	
$\dot{m}_L$	Luft [kg/a]	$\dot{V}_{AR,V}$	Abraum Vorschnittbetrieb [m³/a]
	elektrischer Energieverbrauch:	$\dot{V}_{AR,B}$	Abraum Brückenbetrieb [m³/a]
$\dot{E}_{E,V}$	Vorschnittbetrieb [kWh/a]	$\dot{V}_{AR,TGB}$	Abraum insgesamt [m³/a]
$\dot{E}_{E,B}$	Brückenbetrieb [kWh/a]	$\dot{V}_{FBW}$	Filterbrunnenwasser [m³/a]
$\dot{E}_{E,G}$	Grubenbetrieb [kWh/a]	$\dot{V}_{OFW}$	Oberflächenwasser [m³/a]
$\dot{E}_{E,ZF}$	Zugförderung [kWh/a]	$\dot{V}_{GW,TGB}$	Grubenwasser aus Tagebau [m³/a]
$\dot{E}_{E,FBE}$	Filterbrunnenentwässerung [kWh/a]	$\dot{m}_{ST,G}$	Staub aus Grubenbetrieb [kg/a]
$\dot{E}_{E,OFE}$	Oberflächenentwässerung [kWh/a]	$\dot{m}_{CH_4,G}$	Methanemissionen aus Grubenbetrieb [kg/a]
$\dot{E}_{E,TGB}$	Tagebau insgesamt [kWh/a]	$\dot{m}_{ST,V}$	Staub aus Vorschnittbetrieb [kg/a]
		$\dot{m}_{ST,B}$	Staub aus Brückenbetrieb [kg/a]
		$\dot{m}_{ST,TGB}$	Staubemissionen aus Tagebaubetrieb insgesamt [kg/a]

	$\dot{m}_{DA,CO_2}$	Kohlendioxid (Diesel) [kg/a]
	$\dot{m}_{DA,CO}$	Kohlenmonoxid (Diesel) [kg/a]
	$\dot{m}_{DA,CH_4}$	Methan (Diesel) [kg/a]
	$\dot{m}_{DA,NMVOC}$	*Non-methane volatile organic compounds* (Diesel) [kg/a]
	$\dot{m}_{DA,NOx}$	Stickoxide (Diesel) [kg/a]
	$\dot{m}_{DA,N_2O}$	Distickstoffmonoxid (Diesel) [kg/a]
	$\dot{m}_{DA,SO_2}$	Schwefeldioxid (Diesel) [kg/a]
	$\dot{m}_{DA,ST}$	Staub (Diesel) [kg/a]
	$\dot{m}_{DA,RL}$	Restluft (Diesel) [kg/a]
	$\dot{m}_{DA}$	Dieselabgas-Massenstrom [kg/a]

5.3 Grubenwasserreinigung

5.3.1 Stoff- und Energiestromnetz

Die Grubenwasserreinigung (GWR) wird innerhalb des Teilsystems 01 „bergbauliche Gewinnung“ dem Subsystem erster Ordnung 01.10 „Wasserwirtschaft“ zugeordnet. Die GWR umfasst zehn Prozesse, die als Subsysteme zweiter Ordnung definiert sind

01.10.04 „Zulauf“,

01.10.05 „Druckbelüftung“,

01.10.06 „Mikrobiologische Eisen(II)-Umwandlung“,

01.10.07 „Chemische Eisen(II)-Oxidation durch Neutralisation und Belüftung“,

01.10.08 „Flockung“,

01.10.09 „Sedimentation“,

01.10.10 „Ablauf über Ablaufbauwerk“,

01.10.11 „Fördern“,

01.10.12 „Kalkmilchaufbereitung“ und

01.10.13 „Bereitstellung von Betriebswasser“.

Abbildung 29 zeigt das in Umberto erstellte Stoff- und Energiestromnetz „Grubenwasser-reinigung“. Es umfasst insgesamt 14 Transitionen (Quadrate), in denen die einzelnen Prozesse beschrieben werden, und 15 Stellen (Kreise), die der Verbindung der einzelnen Prozesse dienen. Drei davon sind Port-Stellen, die ein Subnetz einbinden. Das Netz hat neun Input-Stellen und fünf Output-Stellen.

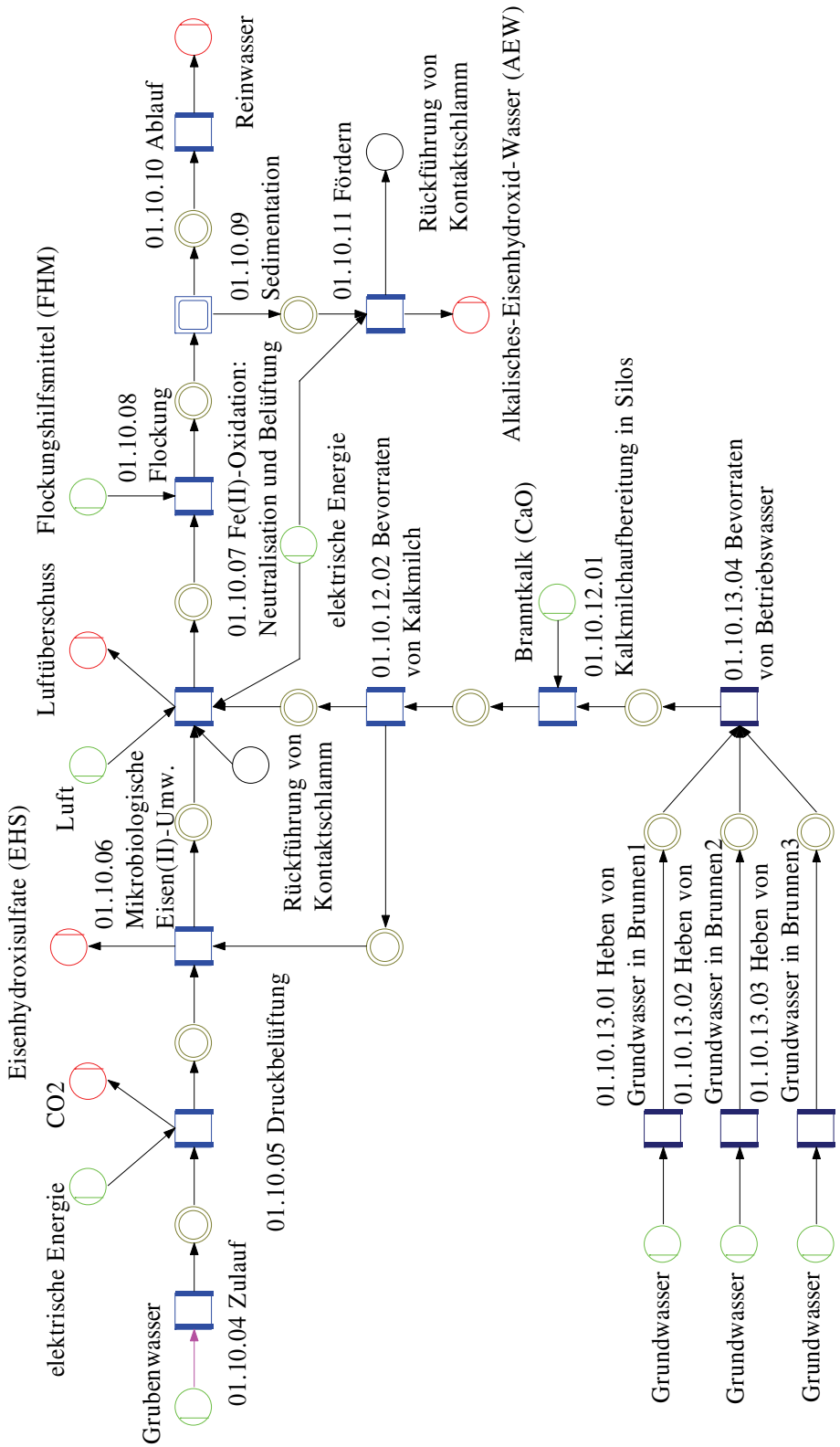


Abbildung 29: Stoffstromnetz für die Grubenwasserreinigung (GWR)

Wie aus Abbildung 29 ersichtlich ist, dienen acht Transitionen der Beschreibung der Prozesse, die das Grubenwasser nacheinander durchläuft. Mit vier Transitionen wird die Bereitstellung von Betriebswasser beschrieben und mit zwei Transitionen die Kalkmilchaufbereitung. Die Sedimentation ist als ein aus fünf Transitionen bestehendes Subnetz dargestellt (Abbildung 30).

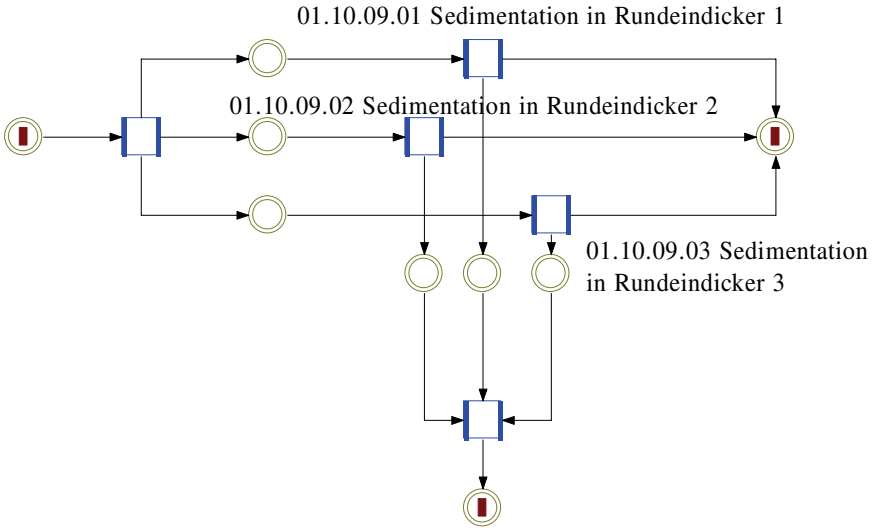


Abbildung 30: Subnetz für 01.10.09 „Sedimentation“

61 Stoff- und Energieströme werden in den beiden Netzebenen im Detail bestimmt. Dabei werden folgende Stoffsysteme (mit Inhaltsstoffen bzw. Komponenten) und der Energieverbrauch unterschieden

- Grubenwasser (H_2O, Fe^{2+}, Fe^{3+}, SO_4^{2-}, Ca^{2+}, H_2CO_3*, CO_2),
- Betriebsstoffe: Flockungshilfsmittel, Kalkmilch (CaO, H_2O, $Ca(OH)_2$) und Grundwasser (H_2O), Betriebswasser (H_2O), Luft (O_2, Luftüberschuss, Restluft),
- Reinwasser (H_2O, Fe^{2+}, Ca^{2+}, SO_4^{2-}),
- Alkalisches-Eisenhydroxid-Wasser – AEW ($CaCO_3$, $Fe(OH)_3$, H_2O, SO_4^{2-}),
- Schwertmannit ($Fe_{16}O_{16}(OH)_9(SO_4)_{3,5}$) als Beispiel für Eisenhydroxisulfate – EHS und
- elektrische Energie.

Mit AEW wird hier der in der Grubenwasserreinigung anfallende Schlamm bezeichnet. Für die Berechnung des Stoffstromnetzes werden der Grubenwasservolumenstrom und die Konzentrationen der Komponenten angegeben. Außerdem können folgende Parameter eingestellt werden

- der Anteil der Kohlensäure, der durch Druckbelüftung (01.10.05) ausgegast wird,
- der Anteil an Eisen (II), der mikrobiologisch in Eisen (III) umgewandelt wird (01.10.06),
- die Sauerstoffausnutzung der Belüfter (01.10.07) und
- die Rückführrate an Kontaktschlamm (01.10.11).

5.3.2 Prozessmodelle

In den folgenden Kapiteln werden die Prozessmodelle für die Einzelprozesse der GWR abgeleitet und die dabei freigesetzten nicht-intendierten Outputs aufgezeigt.

5.3.2.1 Zulauf und Druckbelüftung

Im Subsystem 01.10.04 „Zulauf“ werden aus den Konzentrationsangaben für den Grubenwasserstrom nach (Gl. 22) die Komponenten-Massenströme für Eisen(II), Eisen(III), Sulfat, Kalzium und Kohlensäure als Inhaltsstoffe im Grubenwasser berechnet.

$$\dot{m}_{GW,K} = c_{GW,K} \cdot \dot{V}_{GW} \qquad \text{(Gl. 22)}$$

mit $\dot{m}_{GW,K}$ Komponenten-Massenstrom im Grubenwasser [kg/a]
$c_{GW,K}$ Konzentration einer Komponente im Grubenwasser [kg/m³]
$\dot{V}_{GW}$ Grubenwasser-Volumenstrom [m³/a]

Liegt Kohlensäure H_2CO_3* ungebunden als H_2O und CO_2 vor, kann CO_2 ausgasen. Für die Berechnung des Subsystems 01.10.05 „Druckbelüftung“ kann der Anteil an H_2CO_3* angegeben werden, der z.B. bei der Förderung des Grubenwassers vom Tagebau zur Grubenwasserreinigungsanlage (GWRA) nicht-intendiert als CO_2 ausgast bzw. durch Druckbelüftung im Einlaufbereich einer GWRA ausgetrieben wird. Durch diese physikalische Entsäuerung kann der Verbrauch an Kalk bei der chemischen Entsäuerung (Neutralisation) gesenkt werden. [Janneck et al., 2007]

Der als nicht-intendierter Output freigesetzte CO_2-Massenstrom wird nach (Gl. 23) berechnet, in Abhängigkeit eines gewählten Anteils an Kohlensäure, der ausgast, und des Koeffizienten für den stöchiometrischen Stoffumsatz.

$$\dot{m}_{CO_2,DB} = \tau_{H_2CO_3^*,DB} \cdot \alpha_{CO_2/H_2CO_3^*} \cdot \dot{m}_{GW,H_2CO_3^*} \qquad \text{(Gl. 23)}$$

mit $\dot{m}_{CO_2,DB}$ Massenstrom ausgasender Kohlensäure [kg/a]
$\tau_{H_2CO_3^*,DB}$ Anteil der Kohlensäure, der ausgast [-]
$\alpha_{CO_2/H_2CO_3^*}$ stöchiometrischer Umsatz-Koeffizient von H_2CO_3* zu CO_2 [kg/kg]
$\dot{m}_{GW,H_2CO_3^*}$ Komponenten-Massenstrom an Kohlensäure im Grubenwasser [kg/a]

Durch das Austreiben der freien Kohlensäure steigt der pH-Wert des Grubenwassers an. Bei Überschreiten des Kalk-Kohlensäure-Gleichgewichtes kann es zur Ausfällung von Kalziumkarbonat kommen (Rkt. 7).

$$Ca^{2+} + 2\ HCO_3^- \leftrightarrow CaCO_3 + H_2O + CO_2 \qquad \text{(Rkt. 7)}$$

Zur Berechnung des Energieverbrauchs für die Druckbelüftung des Grubenwassers wird ein Koeffizient definiert. Der Energieverbrauch wird nach (Gl. 24) ermittelt.

$$\dot{E}_{E,DB} = \alpha_{E,DB} \cdot \dot{V}_{GW} \qquad \text{(Gl. 24)}$$

mit $\dot{E}_{E,DB}$ Energiebedarf der Druckbelüftung [kWh/a]
$\alpha_{E,DB}$ Verbrauchskoeffizient für elektrische Energie bei der Belüftung [kWh/m³]

5.3.2.2 Mikrobiologische Eisen(II)-Umwandlung

Gelöstes Eisen(II) kann im sauren pH-Bereich mikrobiologisch zu Eisen(III) oxidiert werden. In Anwesenheit von Sulfat fallen Eisenhydroxisulfate (EHS) aus, wie z.B. Schwertmannite ($Fe_{16}O_{16}(OH)_x(SO_4)_y$) und Jarosit ($KFe_3[(OH)_6(SO_4)_2]$), und können abgetrennt werden. Ein Verfahren zur Aufbereitung saurer Grubenwässer mit hohen Eisen- und Sulfatkonzentrationen unter Einsatz mikrobiologischer Umwandlungsprozesse wird zurzeit in einer Pilotanlage getestet. [Janneck, 2007]

Um zu zeigen, welchen Einfluss die mikrobiologischen Prozesse, insbesondere die Entfernung von gelöstem Eisen(II) und Sulfat auf die Grubenwasserreinigung haben bzw. wie diese Prozesse genutzt werden können, werden sie in die Modellierung einbezogen, ohne dass alle Zusammenhänge im Detail beschrieben und berücksichtigt werden. Im Modell wird zunächst der Anteil an im Grubenwasser vorhandenen Eisen(II) festgelegt, der mikrobiologisch umwandelbar ist. Biomassenwachstum, Nährstoffzugabe, Wassergehalt im Schlamm sowie Rückführung von Belebtschlamm bleiben dabei unberücksichtigt. Bei der mikrobiologischen Umwandlung von Eisen(III) entsteht Säure, die vor dem Ablauf durch die Zugabe von Kalkmilch neutralisiert werden muss. Schwertmannit wird stellvertretend für EHS als nicht-intendierter Output abgezogen und das Grubenwasser zur chemischen Eisen(II)-Oxidation weitergeführt.

Oxidation und EHS-Bildung können vereinfacht mit den Reaktionsgleichungen für die mikrobiologische Oxidation (Rkt. 8) und Schwertmannit-Bildung (Rkt. 9) beschrieben werden.

$$Fe^{2+} + \text{Mikroorganismen} + O_2 + CO_2 \rightarrow Fe^{3+} + \text{Biomasse} \qquad \text{(Rkt. 8)}$$

$$Fe^{3+} + 3{,}5/16\ SO_4^{2-} + 25/16\ H_2O \rightarrow 1/16\ Fe_{16}O_{16}(OH)_9(SO_4)_{3,5} + 41/16\ H^+ \qquad \text{(Rkt. 9)}$$

Unter Berücksichtigung der Neutralisation der entstehenden Säure mit Kalkhydrat ($Ca(OH)_2$) ergibt sich (Rkt. 10). [Janneck, 2007]

$$\begin{aligned} &Fe^{3+} + 3{,}5/16\ SO_4^{2-} + 20{,}5/16\ Ca(OH)_2 \\ &\rightarrow 1/16\ Fe_{16}O_{16}(OH)_9(SO_4)_{3,5} + 20{,}5/16\ Ca^{2+} + H_2O \end{aligned} \qquad \text{(Rkt. 10)}$$

Aus den Reaktionsgleichungen (Rkt. 8), (Rkt. 9), (Rkt. 10) und den molaren Massen der Elemente und Verbindungen werden die Koeffizienten für die stöchiometrischen Stoffumsätze abgeleitet. Mit deren Hilfe lässt sich die EHS-Bildung nach (Gl. 25) berechnen.

$$\dot{m}_{EHS} = \tau_{Fe^{2+},MU} \cdot \dot{m}_{GW,Fe^{2+}} \cdot \alpha_{EHS/Fe^{2+}} \qquad \text{(Gl. 25)}$$

mit

$\dot{m}_{EHS}$	EHS-Massenstrom [kg/a]
$\dot{m}_{GW,Fe^{2+}}$	Massenstrom an Fe^{2+} im Grubenwasser [kg/a]
$\tau_{Fe^{2+},MU}$	Anteil an Fe^{2+}, der mikrobiologisch umgesetzt wird [-]
$\alpha_{EHS/Fe^{2+}}$	Koeffizient für den stöchiometrischen Umsatz von Fe^{2+} zu EHS [kg/kg]

Nach dem Verbrauch von Sulfat für die EHS-Bildung (Rkt. 10) wird nach (Gl. 26) der im gereinigten Grubenwasser verbleibende Sulfat-Massenstrom berechnet.

$$\dot{m}_{RW,SO_4^{2-}} = \dot{m}_{GW,SO_4^{2-}} - \tau_{Fe^{2+},MU} \cdot \dot{m}_{GW,Fe^{2+}} \cdot \alpha_{SO_4^{2-}/Fe^{2+}} \qquad \text{(Gl. 26)}$$

mit $\dot{m}_{GW,SO_4^{2-}}$ Massenstrom an SO_4^{2-} im Grubenwasser [kg/a]

$\dot{m}_{RW,SO_4^{2-}}$ Massenstrom an SO_4^{2-} im Reinwasser [kg/a]

$\alpha_{SO_4^{2-}/Fe^{2+}}$ stöchiometrischer Umsatz-Koeffizient von SO_4^{2-} [kg/kg]

Der Bedarf an Kalkhydrat zur Neutralisation (Rkt. 10) berechnet sich nach (Gl. 27). Bei der Neutralisation durch Zugabe von Kalkmilch wird nicht-intendiert Kalzium frei (Rkt. 10), (Gl. 28). Kalzium ist ein Härtebildner. Durch Freisetzen von Kalzium wird das Grubenwasser aufgehärtet.

$$\dot{m}_{Ca(OH)_2,MU} = \tau_{Fe^{2+},MU} \cdot \dot{m}_{GW,Fe^{2+}} \cdot \alpha_{Ca(OH)_2/Fe^{2+},MU} \quad \text{(Gl. 27)}$$

$$\dot{m}_{Ca^{2+},MU} = \tau_{Fe^{2+},MU} \cdot \dot{m}_{GW,Fe^{2+}} \cdot \alpha_{Ca^{2+}/Fe^{2+},MU} \quad \text{(Gl. 28)}$$

mit $\dot{m}_{Ca(OH)_2,MU}$ Bedarf an Kalkhydrat [kg/a]

$\alpha_{Ca(OH)_2/Fe^{2+},MU}$ Koeffizient für den stöchiometrischen $Ca(OH)_2$-Bedarf [kg/kg]

$\dot{m}_{Ca^{2+},MU}$ Massenstrom an freigesetztem Ca^{2+} [kg/a]

$\alpha_{Ca^{2+}/Fe^{2+},MU}$ Koeffizient für das Freisetzen von Ca^{2+} [kg/kg]

5.3.2.3 Chemische Eisen(II)-Oxidation durch Neutralisation und Belüftung

Um die Voraussetzung für die chemische Eisen(II)-Oxidation und die Fällung als Eisen(III)-Hydroxid zu schaffen, muss der pH-Wert des Grubenwassers in den neutralen bis schwach alkalischen Bereich angehoben werden. Dazu wird angenommen, dass die im Grubenwasser vorhandene Kohlensäure mit Kalkmilch bzw. Kalkhydrat ($Ca(OH)_2$) vollständig gefällt, d.h. in festes Kalziumkarbonat umgewandelt wird (chemische Entsäuerung, (Rkt. 11)).

$$H_2CO_3^* + Ca(OH)_2 \leftrightarrow CaCO_3 + 2\ H_2O \quad \text{(Rkt. 11)}$$

Anschließend erfolgt die Belüftung des Grubenwassers, um ausreichend Sauerstoff für die Oxidation von Eisen(II) zu Eisen(III) zur Verfügung zu stellen. Die Umwandlung des im Grubenwasser gelösten Eisen(II) lässt sich mit zwei chemischen Reaktionsgleichungen beschreiben, zum einen für die Oxidation von Eisen(II) (Rkt. 12) und zum anderen für die Hydrolyse von Eisen(III) (Rkt. 13). Oxidation und Hydrolyse können zu einer Gesamtreaktion zusammengefasst werden (Rkt. 14).

$$2\ Fe^{2+} + 1/2\ O_2 + 2\ H^+ \leftrightarrow 2\ Fe^{3+} + H_2O \quad \text{(Rkt. 12)}$$

$$2\ Fe^{3+} + 6\ H_2O \leftrightarrow 2\ Fe(OH)_3 + 6H^+ \quad \text{(Rkt. 13)}$$

$$Fe^{2+} + 1/4\ O_2 + 1/2\ H_2O + 2\ OH^- \leftrightarrow Fe(OH)_3 \quad \text{(Rkt. 14)}$$

Aus (Rkt. 14) ergibt sich der chemische Sauerstoffbedarf für die Eisen(II)-Oxidation bezogen auf das zweiwertige Eisen. Aus der Zulaufkonzentration von Eisen(II) im Grubenwasser kann damit der Sauerstoffbedarf und daraus unter Berücksichtigung der Sauerstoffausnutzung der eingesetzten Belüftungsanlage die notwendige Luftzufuhr für eine vollständige Oxidation des Eisen(II) berechnet werden. Unter Sauerstoffausnutzung wird der prozentuale Anteil des im Wasser gelösten Sauerstoffs bezogen auf die Gesamtmenge des mit einem Belüftungssystem eingetragenen Sauerstoffs verstanden. [Janneck et al., 2006], [Lottermoser, 2007]

Zusätzlich muss die bei der Oxidation der Eisen(II)-Ionen (Rkt. 12) und der Hydrolyse der Eisen(III)-Ionen (Rkt. 13), (Rkt. 14) frei werdende Säure neutralisiert werden. Ein weiterer Bedarf an Kalkmilch ergibt sich durch die Mitfällung von im Grubenwasser bereits enthaltenem Eisen(III) (Rkt. 15). Der Bedarf an Neutralisationsmittel wird hiermit etwas überschätzt, weil ab pH > 2,5 Anteile von Eisen(III) hydrolysiert vorliegen als $Fe(OH)^{2+}$ und $Fe(OH)_2^{+}$. Die Abschätzung hat sich jedoch in der Praxis bewährt. [Janneck et al., 2007]

$$2\ Fe^{3+} + 3\ Ca(OH)_2 \leftrightarrow 3\ Ca^{2+} + 2\ Fe(OH)_3 \qquad \text{(Rkt. 15)}$$

Hier wird angenommen, dass das Eisen(II) – unabhängig von der Zulaufkonzentration – bis auf eine geringe Restkonzentration vollständig in Eisen(III) umgewandelt wird. Es verbleibt ein Massenstrom an Eisen(II) im Reinwasser, der mit (Gl. 29) berechnet wird.

$$\dot{m}_{RW,Fe^{2+}} = c_{RW,Fe^{2+}} \cdot \dot{V}_{GW} \qquad \text{(Gl. 29)}$$

mit
- $\dot{m}_{RW,Fe^{2+}}$ Fe^{2+}-Massenstrom im Reinwasser [kg/a]
- $c_{RW,Fe^{2+}}$ Fe^{2+}-Konzentration im Reinwasser [kg/m³]
- $\dot{V}_{GW}$ Grubenwasser-Volumenstrom [m³/a]

Im Anschluss werden das gebildete Eisen(III) und das im Grubenwasser vorhandene Eisen(III) vollständig in Eisenhydroxid ($Fe(OH)_3$) umgewandelt. Andere Schwermetalle werden mitgefällt. Die Berücksichtigung von rückgeführtem Kontaktschlamm ist im Modell vorgesehen, wird hier aber nicht angewendet. Das belüftete und neutralisierte Grubenwasser, Eisenhydroxid und Kalziumkarbonat gelangen zur Flockung.

Aus den stöchiometrischen Verhältnissen der chemischen Reaktionsgleichungen und den molaren Massen der Elemente und Verbindungen ergeben sich die Koeffizienten zur Berechnung der Massenströme. Aus den chemischen Reaktionsgleichungen (Rkt. 11) und (Rkt. 14) lässt sich der Gesamtbedarf an Kalkhydrat berechnen, der zur Neutralisierung notwendig ist mit (Gl. 30).

$$\begin{aligned}\dot{m}_{Ca(OH)_2,NB} = {} & (1-\tau_{H_2CO_3^*,DB})\dot{m}_{GW,H_2CO_3^*} \cdot \alpha_{Ca(OH)_2/H_2CO_3^*} + \\ & (1-\tau_{Fe^{2+},MU})(\dot{m}_{GW,Fe^{2+}} - \dot{m}_{RW,Fe^{2+}}) \cdot \alpha_{Ca(OH)_2/Fe^{2+},NB} + \\ & \dot{m}_{Fe^{3+}} \cdot \alpha_{Ca(OH)_2/Fe^{3+},NB}\end{aligned} \qquad \text{(Gl. 30)}$$

mit
- $\dot{m}_{Ca(OH)_2,NB}$ Bedarf an $Ca(OH)_2$ für Belüftung und Neutralisation [kg/a]
- $\dot{m}_{GW,H_2CO_3^*}$ H_2CO_3*-Massenstrom im Grubenwasser [kg/a]
- $\tau_{H_2CO_3^*,DB}$ Anteil der Kohlensäure, der in der Druckbelüftung ausgast [-]
- $\dot{m}_{GW,Fe^{2+}}$ Fe^{2+}-Massenstrom im Grubenwasser [kg/a]
- $\dot{m}_{GW,Fe^{3+}}$ Fe^{3+}-Massenstrom im Grubenwasser [kg/a]
- $\dot{m}_{RW,Fe^{2+}}$ Fe^{2+}-Massenstrom im Reinwasser [kg/a]
- $\tau_{Fe^{2+},MU}$ Anteil an Fe^{2+}, der mikrobiologisch umgesetzt wird [-]
- $\alpha_{Ca(OH)_2/H_2CO_3^*}$ stöchiometrischer Bedarf an $Ca(OH)_2$ zur Neutralisierung [kg/kg]
- $\alpha_{Ca(OH)_2/Fe^{2+},NB}$ stöchiometrischer Bedarf an $Ca(OH)_2$ zur Neutralisierung [kg/kg]
- $\alpha_{Ca(OH)_2/Fe^{3+},NB}$ stöchiometrischer Bedarf an $Ca(OH)_2$ zur Fällung [kg/kg]

Bei der Neutralisation von Kohlensäure (H_2CO_3*) fällt Kalziumkarbonat ($CaCO_3$) aus und trägt zur Schlammbildung bei (Rkt. 11). Die Menge an $CaCO_3$ wird nach (Gl. 31) berechnet.

$$\dot{m}_{CaCO_3} = (1 - \tau_{H_2CO_3^*,DB})\dot{m}_{GW,H_2CO_3^*} \cdot \alpha_{CaCO_3 / H_2CO_3*} \qquad \text{(Gl. 31)}$$

mit $\dot{m}_{CaCO_3}$ gebildetes $CaCO_3$ [kg/a]

$\tau_{H_2CO_3^*,DB}$ Anteil an H_2CO_3*, der in der Druckbelüftung ausgast [-]

$\alpha_{CaCO_3 / H_2CO_3*}$ stöchiometrische $CaCO_3$-Bildung [kg/kg]

Bei Neutralisation (Rkt. 16) und Fällung (Rkt. 15) mit Kalkhydrat werden Kalzium-Ionen frei. Die entstehende Menge wird nach (Gl. 32) berechnet.

$$2\ Fe^{2+} + 1/2\ O_2 + H_2O + 2\ Ca(OH)_2 \leftrightarrow 2\ Fe(OH)_3 + 2\ Ca^{2+} \qquad \text{(Rkt. 16)}$$

$$\dot{m}_{Ca^{2+},NB} = (1 - \tau_{Fe^{2+},MU})(\dot{m}_{GW,Fe^{2+}} - \dot{m}_{RW,Fe^{2+}}) \cdot \alpha_{Ca^{2+} / Fe^{2+}} + \dot{m}_{GW,Fe^{3+}} \cdot \alpha_{Ca^{2+} / Fe^{3+}} \qquad \text{(Gl. 32)}$$

mit $\dot{m}_{Ca^{2+},NB}$ gebildeter Ca^{2+}-Massenstrom [kg/a]

$\tau_{Fe^{2+},MU}$ Anteil an Fe^{2+}, der mikrobiologisch umgesetzt wird [-]

$\dot{m}_{GW,Fe^{2+}}$ Fe^{2+}-Massenstrom im Grubenwasser [kg/a]

$\dot{m}_{RW,Fe^{2+}}$ Fe^{2+}-Massenstrom im Reinwasser [kg/a]

$\dot{m}_{GW,Fe^{3+}}$ Fe^{3+}-Massenstrom im Grubenwasser [kg/a]

Die Gesamtmasse an Kalzium im Reinwasser lässt sich mit (Gl. 33) berechnen.

$$\dot{m}_{RW,Ca^{2+}} = \dot{m}_{GW,Ca^{2+}} + \dot{m}_{Ca^{2+},MU} + \dot{m}_{Ca^{2+},NB} \qquad \text{(Gl. 33)}$$

mit $\dot{m}_{RW,Ca^{2+}}$ Ca^{2+} im Reinwasser [kg/a]

$\dot{m}_{GW,Ca^{2+}}$ Ca^{2+} im zugeführten Grubenwasser (Gl. 22) [kg/a]

$\dot{m}_{Ca^{2+},MU}$ Ca^{2+} aus mikrobiologischer Umwandlung (Gl. 28) [kg/a]

$\dot{m}_{Ca^{2+},NB}$ Ca^{2+} aus Neutralisation (Gl. 32) [kg/a]

Für die chemische Oxidation von Eisen(II) wird die Menge an O_2 berücksichtigt, die sich aus der Stöchiometrie der (Rkt. 14) ergibt. Daraus kann der Bedarf an Luft bestimmt werden. Zur Berechnung des Luftbedarfs werden der O_2-Anteil in der Luft und die Sauerstoffausnutzung des Belüftersystems berücksichtigt. Er wird mit Hilfe von (Gl. 34) berechnet. Die restliche Luftmenge wird als nicht-intendierter Output wieder abgegeben (Gl. 35). Aus der Stöchiometrie der (Rkt. 14) kann auch die bei vollständigem Umsatz entstehende Menge an Eisenhydroxid nach (Gl. 36) berechnet werden.

$$\dot{m}_L = (1 - \tau_{Fe^{2+},MU})(\dot{m}_{GW,Fe^{2+}} - \dot{m}_{RW,Fe^{2+}}) \cdot \frac{\alpha_{O_2}}{\mu_{L,O_2} \cdot \alpha_{O_2,BL}} \qquad \text{(Gl. 34)}$$

$$\dot{m}_{RL} = (1 - \tau_{Fe^{2+},MU})(\dot{m}_{GW,Fe^{2+}} - \dot{m}_{RW,Fe^{2+}}) \cdot \frac{\alpha_{O_2}(1 - \mu_{L,O_2} \cdot \alpha_{O_2,BL})}{\mu_{L,O_2} \cdot \alpha_{O_2,BL}} \qquad \text{(Gl. 35)}$$

$$\dot{m}_{Fe(OH)_3} = (1 - \tau_{Fe^{2+},MU})(\dot{m}_{GW,Fe^{2+}} - \dot{m}_{RW,Fe^{2+}}) \cdot \alpha_{Fe(OH)_3 / Fe^{2+}} \quad \text{(Gl. 36)}$$

mit

$\dot{m}_L$	Luftbedarf [kg/a]
$\tau_{Fe^{2+},MU}$	Anteil an Fe^{2+}, der mikrobiologisch umgesetzt wird [-]
α_{O_2}	stöchiometrischer O_2-Bedarf [kg/kg]
μ_{L,O_2}	Massenanteil an O_2 in trockener Luft [-]
$\alpha_{O_2,BL}$	Sauerstoffausnutzung der Belüfter [-]
$\dot{m}_{RL}$	Restluft [kg/a]
$\alpha_{Fe(OH)_3 / Fe^{2+}}$	gebildete $Fe(OH)_3$-Menge [kg/a]

Zur Berechnung des Energieverbrauchs für die Belüftung des Grubenwassers wird ein Koeffizient definiert, der sich auf die behandelte Grubenwassermenge bezieht. Der Energieverbrauch wird nach (Gl. 37) ermittelt.

$$\dot{E}_{E,BL} = \alpha_{E,BL} \cdot \dot{V}_{GW} \quad \text{(Gl. 37)}$$

mit

$\dot{E}_{E,BL}$	Energiebedarf Belüftung [kWh/a]
$\alpha_{E,BL}$	spezifischer, elektrischer Energiebedarf der Belüftung [kWh/m³]
$\dot{V}_{GW}$	Grubenwassermenge [m³/a]

5.3.2.4 Kalkmilchaufbereitung

Zum Subsystem zweiter Ordnung 01.10.12 „Kalkmilchaufbereitung“ gehören zwei Elemente. In der Kalkmilchaufbereitung in mehreren Silos mit Kalklöschanlage (01.10.12.01) erfolgt die Herstellung der Kalkmilch durch Löschen von Branntkalk mit Wasser. Zur Kalkungsanlage gehören mehrere Kalkmilchbecken für das Bevorraten von Kalkmilch (01.10.12.02). Kalkmilch enthält als technisches Kalkhydrat ca. 85 % $Ca(OH)_2$ und 15 % Wasser. Unter dieser Voraussetzung können gemäß (Rkt. 17) der Verbrauch an Kalk (Gl. 38) und der Betriebswasserbedarf (Gl. 39) für die Kalkmilchaufbereitung (KMA) berechnet werden.

$$CaO + H_2O \leftrightarrow Ca(OH)_2 \quad \text{(Rkt. 17)}$$

$$\dot{m}_{CaO,KMA} = \dot{m}_{CaO,GWR} = \dot{m}_{Ca(OH)_2} \cdot \alpha_{CaO / Ca(OH)_2} \quad \text{(Gl. 38)}$$

$$\dot{m}_{H_2O,KMA} = \dot{m}_{Ca(OH)_2} \cdot \alpha_{H_2O / Ca(OH)_2} + \frac{15}{85} \dot{m}_{Ca(OH)_2} \quad \text{(Gl. 39)}$$

mit

$\dot{m}_{CaO,KMA}$	Kalkbedarf zur Kalkmilchaufbereitung [kg/a]
$\dot{m}_{CaO,GWR}$	Kalkbedarf der GWR [kg/a]
$\dot{m}_{H_2O,KMA}$	Wasserbedarf zur Kalkmilchaufbereitung [kg/a]
$\alpha_{CaO / Ca(OH)_2}$	stöchiometrischer CaO-Bedarf [kg/kg]
$\alpha_{H_2O / Ca(OH)_2}$	stöchiometrischer H_2O-Verbrauch [kg/kg]

Aus dem Bedarf an Kalkmilch in 01.10.06 „Mikrobiologische Eisen(II)-Umwandlung“ nach (Gl. 27) und 01.10.07 „Chemische Eisen(II)-Oxidation durch Neutralisation und Belüftung“ nach (Gl. 30) ergibt sich die Gesamtmenge, die in 01.10.12.03 „Bevorraten von Kalkmilch in

Kalkmilchbecken“ vorgehalten wird. Der Gesamtbedarf an Branntkalk zur Herstellung der Kalkmilch lässt sich nach (Gl. 40) berechnen. Der jeweilige Bedarf für die Einzelreaktionen wird mit den (Gl. 41) und (Gl. 42) berechnet.

$$\dot{m}_{CaO,KMA} = \dot{m}_{CaO,MU} + \dot{m}_{CaO,NB} \quad \text{(Gl. 40)}$$

$$\dot{m}_{CaO,MU} = \dot{m}_{Ca(OH)_2,MU} \cdot \alpha_{CaO/Ca(OH)_2} \quad \text{(Gl. 41)}$$

$$\dot{m}_{CaO,NB} = \dot{m}_{Ca(OH)_2,NB} \cdot \alpha_{CaO/Ca(OH)_2} \quad \text{(Gl. 42)}$$

mit

$\dot{m}_{CaO,KMA}$	Gesamtbedarf an Branntkalk [kg/a]
$\dot{m}_{CaO,MU}$	Bedarf an Branntkalk bei mikrobiologischer Fe^{2+}-Umwandlung [kg/a]
$\dot{m}_{Ca(OH)_2,MU}$	Bedarf an Kalkhydrat bei mikrobiologischer Fe^{2+}-Umwandlung [kg/a]
$\alpha_{CaO/Ca(OH)_2}$	Koeffizient für den stöchiometrischen CaO-Bedarf [kg/kg]
$\dot{m}_{CaO,NB}$	Bedarf an Branntkalk bei Neutralisation und Belüftung [kg/a]
$\dot{m}_{Ca(OH)_2,NB}$	Bedarf an Kalkhydrat bei Neutralisation und Belüftung [kg/a]

Das für die Herstellung von Kalkhydrat (Löschen von Branntkalk) benötigte Betriebswasser (Rkt. 17) – 01.10.13 „Bereitstellung von Betriebswasser“ – wird vor Ort in drei Brunnen als Grundwasser – 01.10.13.01 „Grundwasser heben in Brunnen 1“ etc. – gehoben und in einem Vorratsbehälter gespeichert, 01.10.13.05 „Bevorraten von Betriebswasser“. Der Eintrag von Wasserinhaltsstoffen mit dem Betriebswasser wird hier vernachlässigt. Das Betriebswasser muss sulfatarm sein, da sonst bei Überschreiten des Löslichkeitsproduktes Gips ausfallen kann. Der Betriebswasser-Volumenstrom wird nach (Gl. 43) berechnet.

$$\dot{V}_{BW,GWR} = \frac{\dot{m}_{H_2O,KMA}}{\rho_{H_2O}} \quad \text{(Gl. 43)}$$

mit

$\dot{V}_{BW,GWR}$	Bedarf an Betriebswasser bei der GWR [m³/a]
$\dot{m}_{H_2O,KMA}$	Wasserbedarf für die Kalkmilchaufbereitung (Gl. 39) [kg/a]
ρ_{H_2O}	Stoffdichte von Wasser [kg/m³]

5.3.2.5 Flockung und Sedimentation

Für 01.10.08 „Flockung“ wird im Flockungsbecken ein Flockungshilfsmittel (FHM, organisches Polyelektrolyt) im ppm-Bereich zugegeben, um die Flockenbildung des Eisenhydroxids zu unterstützen. Die FHM-Zugabe wird in Abhängigkeit des Volumenstroms an Grubenwasser berechnet (Gl. 44). Es wird davon ausgegangen, dass das gesamte vorher gebildete Eisenhydroxid in sedimentierfähige Flocken überführt werden kann. Die Eisenhydroxid-Flocken werden zusammen mit dem belüfteten und neutralisierten Grubenwasser und dem Kalziumkarbonat zur Sedimentation weiter geführt.

$$\dot{m}_{FHM} = \dot{V}_{GW} \cdot \alpha_{FHM} \quad \text{(Gl. 44)}$$

mit

$\dot{m}_{FHM}$	Massenstrom an FHM [kg/a]
$\dot{V}_{GW}$	Grubenwassermenge [m³/a]
α_{FHM}	FHM-Verbrauch [kg/m³]

Die Sedimentation erfolgt z.B. in Rundeindickern. Der sedimentierte Hydroxid-Schlamm wird als Alkalisches-Eisenhydroxid-Wasser (AEW) abgezogen. Er ist schwer entwässerbar und weist geringe Feststoffgehalte auf. AEW sind nicht verwertbar und werden entweder in Schlammteichen gelagert oder in Tagebaurestlöchern verspült. [Janneck, 2007]

In Subsystem 01.10.09 „Sedimentation“ wird der Schlamm, d.h. das AEW als nicht-intendierter Output vollständig vom Reinwasser getrennt und zwar so, dass AEW mit einer vorgegebenen Feststoffkonzentration entsteht. Der Feststoffanteil des AEW setzt sich aus den gebildeten Eisenhydroxid-Flocken und dem gefällten Kalziumkarbonat zusammen. Der Massenstrom an AEW wird nach den Gleichungen (Gl. 45), (Gl. 46) und (Gl. 47) berechnet. Mit dem Grubenwasser gelangt Sulfat ins AEW.

$$\dot{m}_{AEW} = \dot{m}_{AEW,f} + \dot{m}_{AEW,H_2O} \quad \text{(Gl. 45)}$$

$$\dot{m}_{AEW,f} = \dot{m}_{Fe(OH)_3} + \dot{m}_{FHM} + \dot{m}_{CaCO_3} \quad \text{(Gl. 46)}$$

$$\dot{m}_{AEW,H_2O} = \dot{m}_{AEW,f} / c_{AEW,f} \quad \text{(Gl. 47)}$$

mit

$\dot{m}_{AEW}$	AEW-Massenstrom [kg/a]
$\dot{m}_{AEW,f}$	Feststoffmassenstrom im AEW [kg/a]
$\dot{m}_{AEW,H_2O}$	Wasser im AEW [kg/a]
$\dot{m}_{Fe(OH)_3}$	$Fe(OH)_3$-Massenstrom nach (Gl. 36) [kg/a]
$\dot{m}_{FHM}$	FHM-Massenstrom nach (Gl. 44) [kg/a]
$\dot{m}_{CaCO_3}$	$CaCO_3$-Massenstrom nach (Gl. 31) [kg/a]
$c_{AEW,f}$	Feststoffkonzentration [kg/kg]

Das abgetrennte AEW wird zum Tagebau zurück gefördert (01.10.11 „Fördern“). Der Reinwasserstrom, der nach (Gl. 48) berechnet wird, wird zum Ablauf (01.10.10 „Ablauf“) geführt.

$$\dot{V}_{RW} = \dot{V}_{GW} - \dot{V}_{AEW,H_2O} \quad \text{(Gl. 48)}$$

mit

$\dot{V}_{RW}$	Reinwasser-Volumenstrom [m³/a]
$\dot{V}_{GW}$	Grubenwasser-Volumenstrom [m³/a]
$\dot{V}_{AEW,H_2O}$	Volumenstrom an Wasser im AEW [m³/a]

Die stöchiometrischen Umsätze, die innerhalb der GWR zu einem Verbrauch oder zur Bildung von Wasser führen, werden bei der Berechnung der Stoffströme mit dem Umberto-Modell berücksichtigt. Sie werden zum Ausgleich der Massenbilanzen in jeder einzelnen Transition mit dem Grubenwasserstrom verrechnet. Sie sind jedoch gegenüber dem Grubenwasserstrom vernachlässigbar klein und werden deshalb hier aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht aufgeführt.

5.3.2.6 Ablauf und Förderung

Über das Subsystem 01.10.10 „Ablauf“ verlässt das Reinwasser die GWR als nicht-intendierter Output. Es lässt sich zusammenfassen, dass unter den oben beschriebenen Modellannahmen Eisen(III) und Kohlensäure durch die GWR vollständig aus dem Grubenwasser entfernt werden. Eine geringe Restkonzentration an Eisen(II) verbleibt im Reinwasser. Werden mikrobiologische

Prozesse zur GWR genutzt, wird mit dem mikrobiologisch umgesetzten Eisen(II) auch Sulfat als EHS aus dem Grubenwasser entfernt. Anderenfalls wird die unveränderte Sulfatfracht weitergeführt und nach den jeweiligen Massenanteilen dem Reinwasser und dem Wasseranteil des AEW zugerechnet. Für die anderen Inhaltsstoffe des Grubenwassers, wie z.B. Eisen(II) und Kalzium-Ionen, wird diese Aufteilung vernachlässigt. Sie werden vollständig dem Reinwasserstrom zugerechnet.

Im Subsystem 01.10.11 „Fördern“ kann für die Berechnung in Umberto im Modell ein AEW-Schlammanteil angegeben werden, der zu 01.10.07 „Chemische Eisen(II)-Oxidation durch Neutralisation und Belüftung“ zurückgeführt wird. Das verbleibende AEW verlässt die GWR und wird zum Tagebau zurückgefördert. Der Energieverbrauch des Pumpwerks wird über einen Koeffizienten mit (Gl. 49) berechnet. Der gesamte Energieverbrauch der GWR wird nach (Gl. 50) berechnet.

$$\dot{E}_{E,PW} = \alpha_{E,PW} \cdot \dot{m}_{AEW} \qquad \text{(Gl. 49)}$$

$$\dot{E}_{E,GWR} = \dot{E}_{E,DB} + \dot{E}_{E,BL} + \dot{E}_{E,PW} \qquad \text{(Gl. 50)}$$

mit

$\dot{E}_{E,PW}$	Energiebedarf Betrieb des Pumpwerks [kWh/a]
$\alpha_{E,PW}$	spezifischer Energiebedarf für die AEW-Förderung [kWh/t]
$\dot{m}_{AEW}$	AEW-Massenstrom (Gl. 46) [kg/a], [t/a]
$\dot{E}_{E,GWR}$	Energiebedarf GWR insgesamt [kWh/a]
$\dot{E}_{E,DB}$	Energiebedarf der Druckbelüftung (Gl. 24) [kWh/a]
$\dot{E}_{E,BL}$	Energiebedarf der Belüftung (Gl. 37) [kWh/a]

5.3.3 Inputs und Outputs bei der Grubenwasserreinigung

Tabelle 8 fasst die Inputs und Outputs des Stoffstromnetzes „Grubenwasserreinigung“ zusammen.

Tabelle 8: Inputs und Outputs für das Stoffstromnetz „Grubenwasserreinigung“

Inputs		***Nicht-intendierte Outputs***	
$\dot{V}_{GW}$	Grubenwasser [m³/a]	$\dot{V}_{RW}$	Reinwasser [m³/a]
$\dot{m}_{GW,Fe^{2+}}$	Eisen(II) im Grubenwasser [kg/a]	$\dot{m}_{RW,Fe^{2+}}$	Eisen(II) im Reinwasser [kg/a]
$\dot{m}_{GW,Fe^{3+}}$	Eisen(III) im Grubenwasser [kg/a]	$\dot{m}_{RW,SO_4^{2-}}$	Sulfat im Reinwasser [kg/a]
$\dot{m}_{GW,SO_4^{2-}}$	Sulfat im Grubenwasser [kg/a]	$\dot{m}_{RW,Ca^{2+}}$	Kalzium im Reinwasser [kg/a]
$\dot{m}_{GW,Ca^{2+}}$	Kalzium im Grubenwasser [kg/a]	$\dot{m}_{Ca^{2+},MU}$	Kalzium aus mikrobiologischer Umwandlung [kg/a]
$\dot{m}_{GW,H_2CO_3^*}$	Kohlensäure im Grubenwasser [kg/a]	$\dot{m}_{Ca^{2+},NB}$	Kalzium aus Neutralisation und Belüftung [kg/a]
$\dot{m}_{L}$	Luft [kg/a]	$\dot{m}_{CO_2,DB}$	Kohlendioxid [t/a]
$\dot{m}_{FHM}$	FHM [kg/a]	$\dot{m}_{RL}$	Restluft [kg/a]
$\dot{m}_{CaO,MU}$	Kalk für mikrobiologische Umwandlung [kg/a]	$\dot{m}_{EHS}$	EHS-Massenstrom [kg/a], [t/a]
$\dot{m}_{CaO,NB}$	Kalk für Neutralisation und Belüftung [kg/a]	$\dot{m}_{AEW,SO_4^{2-}}$	Sulfat im AEW [kg/a]
$\dot{m}_{CaO,GWR}$	Gesamt-Kalkbedarf [kg/a]	$\dot{m}_{AEW,CaCO_3}$	Kalziumcarbonat im AEW [kg/a], [t/a]
$\dot{V}_{BW,GWR}$	Betriebswasser [m³/a]	$\dot{m}_{AEW,Fe(OH)_3}$	Eisenhydroxid im AEW [kg/a], [t/a]
$\dot{E}_{E,DB}$	Energiebedarf Druckbelüftung [kWh/a]	$\dot{m}_{AEW}$	AEW-Massenstrom [kg/a], [t/a]
$\dot{E}_{E,BL}$	Energiebedarf Belüftung [kWh/a]		
$\dot{E}_{E,PW}$	Energiebedarf Pumpwerk für AEW-Förderung [kWh/a]		
$\dot{E}_{E,GWR}$	Energieverbrauch GWR insgesamt [kWh/a]		

5.4 Kraftwerksbetrieb

5.4.1 Stoff- und Energiestromnetz

Das Teilsystem 03 „Verstromung“ umfasst den Kraftwerksbetrieb und die Abscheidung und Verdichtung des CO_2 aus dem Reingasstrom. In diesem Kapitel wird zunächst das Stoff- und Energiestromnetz für den Betrieb eines konventionellen Dampfkraftwerks auf Braunkohlenbasis ohne CO_2-Abscheidung beschrieben. Folgende Subsysteme und Elemente werden in die Modellbildung einbezogen

03.01 „Bekohlung“,

03.02.02.01 „Feinzerkleinerung mit Schlagradmühlen“,

03.04.02.04 „Luftvorwärmung“,

03.04.04 „Verbrennung“,

03.05.01.01 „Verdampfen“,

03.05.01.02 „Überhitzen“,

03.05.01.03 „Zwischenüberhitzen“,

03.05.02.01 „Druckerhöhung mit Speisewasserpumpe“,

03.05.02.02 „Speisewasservorwärmung im Economizer“,

03.06.02.01 „Energieumwandlung in der Hochdruckturbine“,

03.06.02.02 „Energieumwandlung in der Mitteldruckturbine“,

03.06.02.03 „Energieumwandlung in der Niederdruckturbine“,

03.06.03 „Energieumwandlung im Generator“,

03.07.01 „Kondensation in der Kondensatoranlage“,

03.07.02.02 „Frischwasserkühlung mit Ablaufkühlung im Nasskühlturm“,

03.07.03.01 „Fördern mit Kühlwasserpumpe“,

03.08.02 „Staubabscheiden“,

03.08.03 „Rauchgasentschwefelung“ und

03.11.01 „Einspeisen ins Stromversorgungsnetz“.

Diese Subsysteme erster, zweiter Ordnung und die Elemente bilden die Transitionen im Stoff- und Energiestromnetz „Kraftwerksbetrieb“, das in Abbildung 31 dargestellt ist.

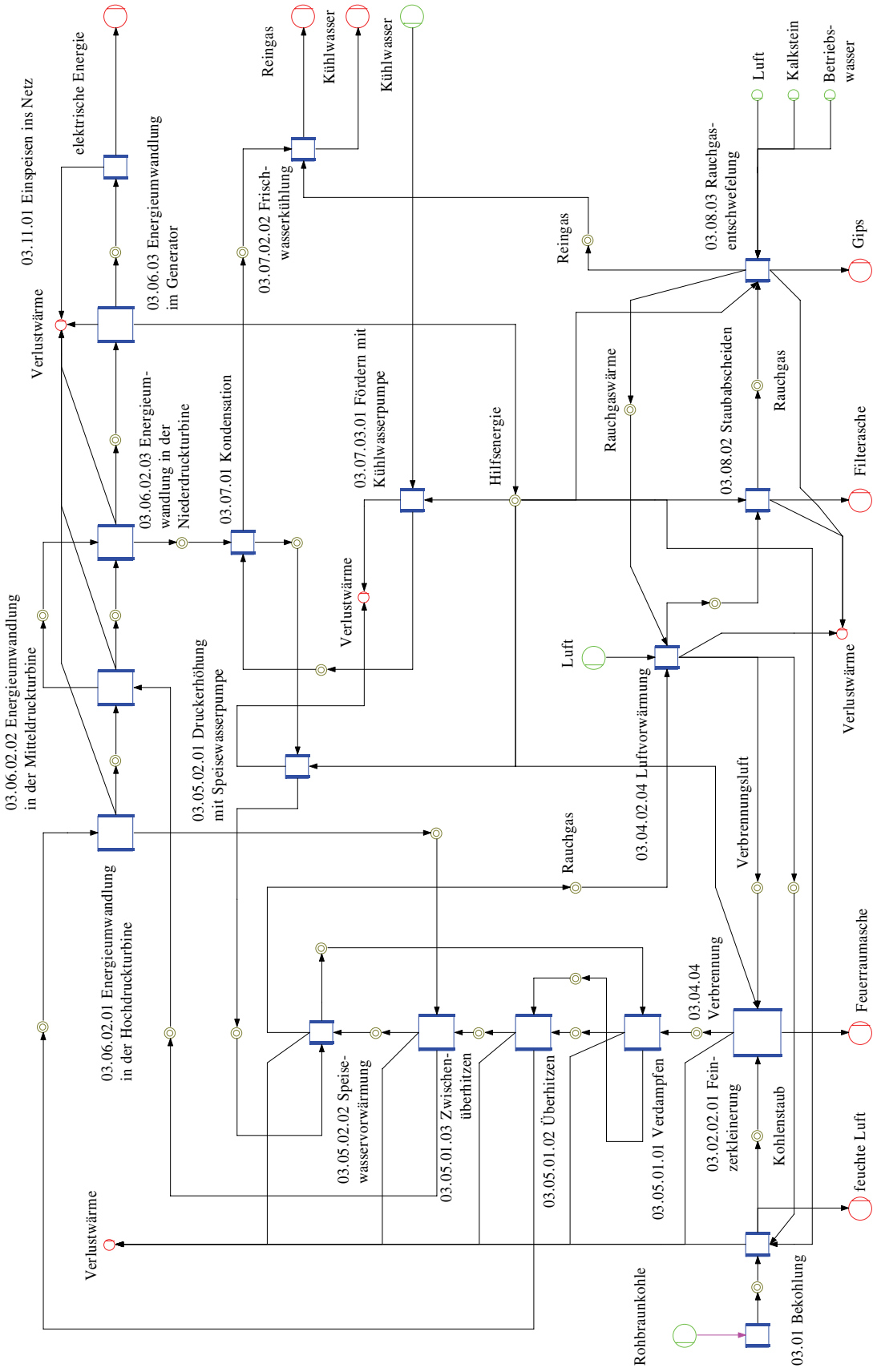


Abbildung 31: Stoff- und Energiestromnetz „Kraftwerksbetrieb“

Das Stoff- und Energiestromnetz ist aus 19 Transitionen und 45 Stellen aufgebaut. Sechs davon liefern Inputs in das Netz, 11 sind Output-Stellen und 28 Verbindungsstellen. Mehr als 70 Stoff- und Energieströme verbinden die Transitionen und Stellen miteinander.

5.4.2 Prozessmodelle

In den folgenden Kapiteln werden die Prozessmodelle für die Einzelprozesse im Kraftwerksbetrieb abgeleitet und die dabei freigesetzten nicht-intendierten Outputs aufgezeigt.

5.4.2.1 Bekohlung

Im Rahmen der Bekohlung werden im Modell die Massenströme der Komponenten der Rohbraunkohle und die Werte zu ihrer Charakterisierung berechnet. Der obere Heizwert (auch Brennwert) kann nach (Gl. 51) von [Eisermann, 1980] aus der Elementaranalyse der wasser- und aschefreien Substanz berechnet werden.

$$H_{o,waf} = 1.000 \cdot (152{,}19 \cdot \mu_{H,waf} + 98{,}767) \cdot [\mu_{C,waf} / 3 + \mu_{H,waf} - (\mu_{O.waf} - \mu_{S,waf}) / 8] \quad \text{(Gl. 51)}$$

mit
- $H_{o,waf}$ oberer Heizwert der wasser- und aschefreien Substanz (Reinkohle) [kJ/kg]
- $\mu_{H,waf}$ Massenanteil Wasserstoff (H) an der wasser- und aschefreien Substanz [-]
- $\mu_{C,waf}$ Massenanteil Kohlenstoff (C) an der wasser- und aschefreien Substanz [-]
- $\mu_{O,waf}$ Massenanteil Sauerstoff (O) an der wasser- und aschefreien Substanz [-]
- $\mu_{S,waf}$ Massenanteil Schwefel (S) an der wasser- und aschefreien Substanz [-]

Die Massenanteile aus den Analysenwerten der Inhaltsstoffe (Komponenten) der Rohbraunkohle werden nach (Gl. 52) auf die wasser- und aschefreie Substanz (Reinkohle) umgerechnet.

$$\mu_{K,waf} = \frac{\mu_K}{(1 - \mu_W - \mu_A)} \quad \text{(Gl. 52)}$$

mit
- $\mu_{K,waf}$ Massenanteil einer Komponente an der wasser- und aschefreien Substanz [-]
- μ_K Massenanteil einer Komponente an der Rohbraunkohle [-]
- μ_W Wasseranteil in der Rohbraunkohle [-]
- μ_A Asche in der Rohbraunkohle [-]

Der obere Heizwert wird nach (Gl. 53) auf die gesamte Rohbraunkohle bezogen umgerechnet.

$$H_o = H_{o,waf} \cdot (1 - \mu_W - \mu_A) \quad \text{(Gl. 53)}$$

mit
- H_o oberer Heizwert bezogen auf Rohbraunkohle [kJ/kg]

Der untere Heizwert (auch Heizwert) ist um die Verdampfungswärme des bei vollständiger Verbrennung der Rohbraunkohle im Rauchgas enthaltenen Wasseranteils kleiner als der obere Heizwert und kann nach (Gl. 54) berechnet werden. [Strauß, 2006]

$$H_u = H_o - 2.442{,}5 \frac{kJ}{kg} \cdot (8{,}9365 \cdot \mu_H + \mu_W) \quad \text{(Gl. 54)}$$

mit
- H_u unterer Heizwert bezogen auf Rohbraunkohle [kJ/kg]

Der mit dem Brennstoff-Massenstrom insgesamt zugeführte Strom an chemischer Energie wird nach (Gl. 55) berechnet. Die Massenströme der einzelnen Komponenten werden gemäß (Gl. 56) berechnet.

$$\dot{E}_{RBK} = H_o \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 55)}$$

$$\dot{m}_K = \mu_K \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 56)}$$

mit $\dot{E}_{RBK}$ chemischer Energieinhalt der zugeführten Rohbraunkohle [kJ/a]
$\dot{m}_{RBK}$ Rohbraunkohle-Massenstrom [kg/a]
$\dot{m}_K$ Komponenten-Massenstrom [kg/a]
μ_K Massenanteil der Komponente K in der Rohbraunkohle [-]

5.4.2.2 Feinzerkleinerung

Bevor die Rohbraunkohle verfeuert werden kann, muss sie zerkleinert und getrocknet werden (Mahltrocknung, siehe Kapitel 3.6.1). Für das Element 03.02.02.01 „Feinzerkleinerung“ aus dem Subsystem zweiter Ordnung 03.02 „Brennstoffaufbereitung“ wird hier der Energieaufwand für die Zerkleinerung der Rohbraunkohle untersucht. Die Rohbraunkohle mit Korngrößen von bis zu 80 mm wird in Schlagradmühlen staubfein aufgemahlen. In Tabelle 9 sind Richtwerte für die Korngrößenverteilung von Braunkohlenstaub angegeben. [Kurtz et al., 2005]

Tabelle 9: Richtwerte für die Mahlung von Braunkohle [Strauß, 2006]

Korngröße x [mm]	***Rückstand R [%]***
0,09	50 – 60
0,2	5 – 10
1,0	< 1

Für die Zerkleinerung der Rohbraunkohle auf die erforderliche Feinheit wird ein spezifischer Arbeitsaufwand angegeben. Die insgesamt für die Zerkleinerung aufzubringende Energie wird mit (Gl. 57) berechnet. Über den Wirkungsgrad der Mühlenantriebe kann mit (Gl. 58) der Bedarf an elektrischer Energie ermittelt werden. Dabei wird ein Verlust-Wärmestrom als nicht-intendierter Output an die Umgebung abgegeben (Gl. 59). Im Modell wird die benötigte Energie vom Generator des Kraftwerks als elektrische „Hilfsenergie“ zur Verfügung gestellt.

$$\Delta\dot{E}_Z = \alpha_Z \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 57)}$$

$$\dot{E}_{E,MÜ} = \frac{\Delta\dot{E}_Z}{\eta_{MÜ}} \quad \text{(Gl. 58)}$$

$$\dot{Q}_{VL,MÜ} = (1 - \eta_{MÜ}) \cdot \dot{E}_{E,MÜ} \quad \text{(Gl. 59)}$$

mit $\Delta\dot{E}_Z$ Zerkleinerungsarbeit [kJ/a]
$\dot{m}_{RBK}$ aufzubereitende Rohbraunkohle [t/a]
α_Z spezifische Zerkleinerungsarbeit [kWh/t], [kJ/t]
$\dot{E}_{E,MÜ}$ Verbrauch an elektrischer Energie durch die Mühlen [kJ/a]

$\eta_{MÜ}$ Wirkungsgrad der Mühlenantriebe [-]

$\dot{Q}_{VL,MÜ}$ Verlust-Wärmestrom vom Antrieb der Mühlen [kJ/a]

Die für die Feinzerkleinerung notwendige Trocknung (Mahltrocknung) wird hier nicht berücksichtigt. Die Verdampfung des in der Rohbraunkohle enthaltenen Wasseranteils wird bei der Verbrennung betrachtet (Kapitel 5.4.2.3). Die für die Verdampfung des Wassers notwendige Energie steht in beiden Fällen nicht für die Erzeugung von Prozessdampf zur Verfügung.

Die Energie, die der Rohbraunkohle als Zerkleinerungsenergie zugeführt wird, verbleibt zum Teil in der zerkleinerten Rohbraunkohle (Oberflächenenergie, Deformationsenergie). Sie wird als Enthalpieerhöhung des Aschestroms verrechnet (Gl. 60). Ein anderer Teil wandelt sich in einen Verlust-Wärmestrom, der als nicht-intendierter Output abgegeben wird (Gl. 61). Zur Berücksichtigung dieser Aufteilung wird ein Faktor definiert. Die beiden Verlust-Wärmeströme werden zusammengefasst (Gl. 62).

$$\Delta\dot{H}_{A,Z} = \Delta\dot{E}_Z \cdot f_Z \qquad \text{(Gl. 60)}$$

$$\dot{Q}_{VL,Z} = (1 - f_Z) \cdot \Delta\dot{E}_Z \qquad \text{(Gl. 61)}$$

$$\dot{Q}_{VL,FZ} = \dot{Q}_{VL,MÜ} + \dot{Q}_{VL,Z} \qquad \text{(Gl. 62)}$$

mit $\Delta\dot{H}_{A,Z}$ Änderung des Asche-Enthalpiestroms bei der Zerkleinerung [kJ/a]

$\Delta\dot{E}_Z$ Zerkleinerungsarbeit [kJ/a]

f_Z Aufteilungsfaktor für Zerkleinerungsenergie (bezogen auf Asche) [-]

$\dot{Q}_{VL,Z}$ Verlust-Wärmestrom beim Zerkleinern [kJ/a]

$\dot{Q}_{VL,FZ}$ Verlust-Wärmestrom bei der Zerkleinerung [kJ/a]

5.4.2.3 Verbrennung

Als Prozessmodell für 03.04.04 „Verbrennung“ werden hier die stöchiometrischen Umsätze der wichtigsten Bestandteile der Rohbraunkohle verwendet (vergleiche Tabelle 2 in Kapitel 3.1). Dazu gehören die Umwandlung des Kohlenstoffs (C) zu Kohlenmonoxid (CO) (Rkt. 18) und Kohlendioxid (CO_2) (Rkt. 19), des Wasserstoffs (H) zu Wasser(dampf) (H_2O) (Rkt. 20), des Schwefels (S) zu Schwefeldioxid (SO_2) (Rkt. 21) und die Bildung von Stickstoffmonoxid (NO) aus dem Stickstoff (N) der Rohbraunkohle (Rkt. 22). Bei der Verbrennung entstehen Rauchgas, Flugasche und Feuerraumasche. Die Rußbildung wird vernachlässigt. Ein geringer Anteil des Kohlenstoffs gelangt unverbrannt in die Feuerraumasche und die Flugasche. Für den Umsatz des Kohlenstoffs wird der Ausbrandgrad (τ_C) berücksichtigt. Die Flugasche wird mit dem Rauchgas aus dem Feuerraum ausgetragen. Die Einbindung von Schwefel in die Asche wird vernachlässigt. Die Feuerraumasche verlässt die Feuerung als nicht-intendierter Output. Rauchgas und Flugasche werden nach 03.05 „Dampferzeugung“ der 03.08 „Rauchgasreinigung“ zugeführt.

$$C + ½\ O_2 \rightarrow CO \qquad \text{(Rkt. 18)}$$

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 \qquad \text{(Rkt. 19)}$$

$$H_2 + ½\ O_2 \rightarrow H_2O \qquad \text{(Rkt. 20)}$$

$$S + O_2 \rightarrow SO_2 \qquad \text{(Rkt. 21)}$$

$$N + O_2 \rightarrow NO + O \qquad \text{(Rkt. 22)}$$

Die Reaktionen sind exotherm, es wird Wärme frei (Reaktionsenthalpien). Mit einem Teil der frei werdenden Wärmemenge wird das in der Rohbraunkohle enthaltene Wasser verdampft (Verdampfungsenthalpie), Flug- und Feuerraumasche werden erwärmt. Stickstoff wird als Ballast im Rauchgas mitgeführt. Die restliche Wärmemenge dient, an das entstehende Rauchgas gebunden, zur Dampferzeugung (Wärmestrahlung und Konvektion). Der in der Rohbraunkohle enthaltene elementare Sauerstoff dient der Verbrennung und verringert die zuzuführende Sauerstoffmenge. Unter idealen Bedingungen entsteht bei der Verbrennung von Kohlenstoff mit Sauerstoff nur CO_2. Gründe für die Entstehung von CO können Sauerstoffmangel, eine unzureichende Vermischung von Brennstoff und Luft-Sauerstoff oder eine zu kurze Aufenthaltszeit der Reaktionspartner in der Brennkammer sein.

Hier wird von einer solchen Verbrennungsführung ausgegangen, bei der nur ein geringer Anteil des in der Braunkohle vorhandenen Stickstoffs in Stickoxide umgewandelt wird (vergleiche Kapitel 3.6.6). Die bei der Verbrennung gebildeten Stickoxide (NO_x) bestehen zu 95 % aus NO, sodass die Bildung von NO_2 (Rkt. 23) hier vernachlässigt wird. (NO wird später in der Luft zu NO_2 oxidiert.) [Effenberger, 2000]

$$NO + ½\ O_2 \rightarrow NO_2 \qquad \text{(Rkt. 23)}$$

Aus den Reaktionsgleichungen und den molaren Massen der Elemente und Verbindungen werden Koeffizienten für einen vollständigen stöchiometrischen Umsatz der Inhaltsstoffe bzw. Komponenten der Rohbraunkohle nach den Reaktionen (Rkt. 18) bis (Rkt. 22) abgeleitet. Die Geschwindigkeit der Reaktionen und die Lage der chemischen Gleichgewichte werden dabei nicht weiter berücksichtigt. Der Anteil des Kohlenstoffs, der in CO_2 umgewandelt wird, wird mit einem Faktor (f_c) festgelegt. Der Anteil der Asche, der im Feuerraum verbleibt und von dort abgezogen wird, wird mit einem Faktor (f_A) festgelegt. Der Stoffstrom an unverbranntem Kohlenstoff wird mit demselben Faktor zwischen den Aschepfaden aufgeteilt. Der Anteil des Brennstoff-N, der in NO umgewandelt wird, wird mit einem Faktor (f_N) bestimmt. Nach (Gl. 63) wird der stöchiometrische Sauerstoffbedarf für die Verbrennung berechnet.

$$\begin{aligned} \dot{m}_{O_2,stöch} = [&\alpha_{O_2,CO_2/C} \cdot \mu_C \cdot \tau_C \cdot f_C + \alpha_{O_2,CO/C} \cdot \mu_C \cdot \tau_C \cdot (1 - f_C) \\ &+ \alpha_{O_2/S} \cdot \mu_S + \alpha_{O_2/H} \cdot \mu_H + \alpha_{O_2/N} \cdot \mu_N \cdot f_N - \mu_O] \cdot \dot{m}_{RBK} \end{aligned} \qquad \text{(Gl. 63)}$$

mit

$\dot{m}_{O_2,stöch}$	stöchiometrischer Sauerstoffbedarf [kg/a]
$\dot{m}_{RBK}$	verfeuerte Rohbraunkohle [kg/a]
α	Koeffizienten für die stöchiometrischen Umsätze [kg/kg]
μ_K	Massenanteile der Komponenten der Rohbraunkohle [-]
τ_C	Ausbrandgrad [-]
f_C, f_N, f_A	Faktoren für die Aufteilung der Stoffströme [-]

Aus dem stöchiometrischen Sauerstoffbedarf wird nach (Gl. 64) die (stöchiometrische) Menge an trockener Luft berechnet, mit der der Sauerstoffbedarf gedeckt werden kann. Für die trockene Luft wird dabei eine Zusammensetzung aus Stickstoff und Sauerstoff angenommen.

$$\dot{m}_{L,stöch} = \frac{\dot{m}_{O_2,stöch}}{\mu_{L,O_2}} \quad \text{(Gl. 64)}$$

mit $\dot{m}_{L,stöch}$ stöchiometrisch benötigte Luftmenge [kg/a]

μ_{L,O_2} Massenanteil an Sauerstoff in trockener Luft [-]

Um eine möglichst vollständige Verbrennung des Kohlenstoffs zu erreichen, wird Sauerstoff bzw. Luft im Überschuss zugeführt (Gl. 65).

$$\dot{m}_{L,VB} = \lambda \cdot \dot{m}_{L,stöch} \quad \text{(Gl. 65)}$$

mit $\dot{m}_{L,VB}$ benötigte Luftmenge [kg/a]

λ Luftzahl [-]

Die Massenströme der Komponenten im Rauchgas berechnen sich nach den Gleichungen (Gl. 66) bis (Gl. 72). Die Massenströme an Feuerraumasche und Flugasche werden nach (Gl. 73) und (Gl. 74) berechnet. Der gesamte Rauchgas-Massenstrom wird nach (Gl. 75) berechnet.

$$\dot{m}_{RAG,CO_2} = \alpha_{CO_2/C} \cdot f_C \cdot \tau_C \cdot \mu_C \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 66)}$$

$$\dot{m}_{RAG,CO} = \alpha_{CO/C} \cdot (1 - f_C) \cdot \tau_C \cdot \mu_C \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 67)}$$

$$\dot{m}_{RAG,SO_2} = \alpha_{SO_2/S} \cdot \mu_S \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 68)}$$

$$\dot{m}_{RAG,H_2O} = \mu_W \cdot \dot{m}_{RBK} + \alpha_{H_2O/H} \cdot \mu_H \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 69)}$$

$$\dot{m}_{RAG,N_2} = (1 - f_N) \cdot \mu_N \cdot \dot{m}_{RBK} + \mu_{L/N_2} \cdot \dot{m}_{L,VB} \quad \text{(Gl. 70)}$$

$$\dot{m}_{RAG,NO} = \alpha_{NO/N} \cdot f_N \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 71)}$$

$$\dot{m}_{RAG,O_2} = (\lambda - 1) \cdot \dot{m}_{O_2,stöch} \quad \text{(Gl. 72)}$$

$$\dot{m}_{A,F} = f_A \cdot \mu_A \cdot \dot{m}_{RBK} + f_A (1 - \tau_C) \cdot \mu_C \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 73)}$$

$$\dot{m}_{RAG,FA} = (1 - f_A) \cdot \mu_A \cdot \dot{m}_{RBK} + (1 - f_A) \cdot (1 - \tau_C) \cdot \mu_C \cdot \dot{m}_{RBK} \quad \text{(Gl. 74)}$$

$$\dot{m}_{RAG} = \dot{m}_{RAG,CO_2} + \dot{m}_{RAG,CO} + \dot{m}_{RAG,SO_2} + \dot{m}_{RAG,H_2O} + \dot{m}_{RAG,N_2} + \dot{m}_{RAG,NO} + \dot{m}_{RAG,O_2} + \dot{m}_{RAG,FA} \quad \text{(Gl. 75)}$$

mit $\dot{m}_{RAG,K}$ Komponenten-Massenströme im Rauchgas [kg/a]

$\dot{m}_{RAG}$ Rauchgas-Massenstrom [kg/a]

$\dot{m}_{A,F}$ Feuerraumasche [kg/a]

$\dot{m}_{RBK}$ verfeuerte Rohbraunkohle [kg/a]

$\dot{m}_{L,VB}$ zur Verbrennung benötigte Luftmenge [kg/a]

α Koeffizienten für die stöchiometrischen Umsätze [kg/kg]

μ Massenanteile der Inhaltsstoffe in der Rohbraunkohle und in Luft [-]

τ_C Ausbrandgrad [-]

f_C, f_N, f_A Faktoren für die Aufteilung der Stoffströme [-]

Der Energiestrom, der der Verbrennung zugeführt wird, setzt sich aus mehreren Anteilen zusammen, aus der an die Rohbraunkohle gebundenen chemischen Energie, dem Enthalpiestrom des Ascheanteils nach der Zerkleinerung und aus dem Enthalpiestrom, der mit der vorgewärmten Verbrennungsluft zugeführt wird. Der insgesamt zugeführte Energiestrom wird nach (Gl. 76) berechnet.

$$\dot{E}_{VB,In} = \dot{E}_{RBK} + \Delta\dot{H}_{A,Z} + \Delta\dot{H}_{VWL} \qquad \text{(Gl. 76)}$$

mit

$\dot{E}_{VB,In}$	der Verbrennung insgesamt zugeführter Energiestrom [kJ/a]
$\dot{E}_{RBK}$	chemischer Energiestrom der Rohbraunkohle (Gl. 55) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{A,Z}$	Asche-Enthalpiestrom nach Zerkleinerung (Gl. 60) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{VWL}$	Enthalpiestrom der vorgewärmten Verbrennungsluft (Gl. 84) [kJ/a]

Der bei der Verbrennung freigesetzte Energiestrom steht nicht vollständig der Dampferzeugung zur Verfügung. Mit einem Teil werden Feuerraum- und Flugasche auf Feuerraumtemperatur aufgeheizt. Die Änderung ihrer Enthalpieströme wird mit (Gl. 77) und (Gl. 78) berücksichtigt. Die heiße Feuerraumasche verlässt die Feuerung als nicht-intendierter Output.

$$\Delta\dot{H}_{A,F} = (\mu_A \cdot \dot{m}_{RBK} \cdot c_{p,A} \cdot (T_F - T_U) \cdot f_A \qquad \text{(Gl. 77)}$$

$$\Delta\dot{H}_{RAG,FA} = \mu_A \cdot \dot{m}_{RBK} \cdot c_{p,A} \cdot (T_F - T_U) \cdot (1 - f_A) \qquad \text{(Gl. 78)}$$

mit

$\Delta\dot{H}_{A,F}$	Enthalpiestrom der Feuerraumasche [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{RAG,FA}$	Enthalpiestrom der Flugasche [kJ/a]
μ_A	Ascheanteil an der Rohbraunkohle [-]
$\dot{m}_{RBK}$	verfeuerte Rohbraunkohle [kg/a]
$c_{p,A}$	spezifische Wärmekapazität der Asche [kJ/kgK]
T_F	Feuerraumtemperatur [K]
T_U	Umgebungstemperatur [K]
f_A	Anteil Feuerraumasche [-]

Außerdem muss das Rauchgas nach der Speisewasservorwärmung im Economizer noch eine Mindesttemperatur bzw. die entsprechende Enthalpie aufweisen, damit die Schwefelverbindungen nicht auskondensieren. Mit (Gl. 79) lässt sich die Enthalpie bestimmen, die dazu mindestens im wasser- und aschefreien (waf) Rauchgasstrom verbleibt. Auch das im Rauchgas enthaltene Wasser hat nach dem Economizer die Mindesttemperatur und damit eine definierte Enthalpie, die mit (Gl. 80) berechnet wird. Die Mindestenthalpie des Rauchgases wird demnach mit (Gl. 81) bestimmt.

$$\begin{aligned}\Delta\dot{H}_{RAG,waf,min} = (&\dot{m}_{RAG,CO_2} + \dot{m}_{RAG,CO} + \dot{m}_{RAG,O_2} + \dot{m}_{RAG,N_2} \\ &+ \dot{m}_{RAG,NO} + \dot{m}_{RAG,SO_2}) \cdot c_{p,RAG} \cdot (T_{RAG,min} - T_U)\end{aligned} \qquad \text{(Gl. 79)}$$

$$\Delta\dot{H}_{RAG,H_2O,min} = \dot{m}_{RAG,H_2O}[\Delta h^{T_0} + c_{p,WD} \cdot (T_{RAG,min} - T_0) - c_{p,H_2O} \cdot (T_U - T_0)] \qquad \text{(Gl. 80)}$$

$$\Delta\dot{H}_{RAG,min} = \Delta\dot{H}_{RAG,waf,min} + \Delta\dot{H}_{RAG,H_2O,min} \qquad \text{(Gl. 81)}$$

mit $\Delta\dot{H}_{RAG,waf,min}$ Mindestenthalpie des wasser- und aschefreien Rauchgasstroms [kJ/a]
$\dot{m}_{RAG,K}$ Massenströme der gasförmigen Rauchgaskomponenten [kg/a]
$c_{p,RAG}$ spezifische Wärmekapazität des Rauchgases (waf) [kJ/kgK]
$T_{RAG,min}$ Mindesttemperatur des Rauchgases nach Economizer [K]
T_U Umgebungstemperatur [K]
T_0 Bezugstemperatur [K]
$\Delta\dot{H}_{RAG,H_2O,min}$ Mindestenthalpiestrom des Wassers (ohne FA) [kJ/a]
Δh^{T_0} spezifische Verdampfungsenthalpie bei der Bezugstemperatur [kJ/kg]
$c_{p,WD}$ spezifische Wärmekapazität des Wasserdampfes [kJ/kgK]
c_{p,H_2O} spezifische Wärmekapazität von Wasser [kJ/kgK]
$\Delta\dot{H}_{RAG,min}$ Mindestenthalpiestrom des Rauchgases nach Economizer [kJ/a]

Die im Rauchgas vorhandene Wärmemenge, die der Verbrennung zur Nutzung in der Dampferzeugung entnommen werden kann, berechnet sich nach (Gl. 82).

$$\dot{Q}_{N,VB} = \dot{E}_{RBK} + \Delta\dot{H}_{A,Z} + \Delta\dot{H}_{VWL} - \Delta\dot{H}_{RAG,min} - \Delta\dot{H}_{A,F} - \Delta\dot{H}_{RAG,FA} \quad \text{(Gl. 82)}$$

wobei $\dot{Q}_{N,VB}$ nutzbarer Wärmestrom des Rauchgases [kJ/a]
$\dot{E}_{RBK}$ chemischer Energiestrom der Rohbraunkohle (Gl. 55) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{A,Z}$ Enthalpiestrom der zugeführten Asche (Gl. 60) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{VWL}$ Enthalpiestrom der vorgewärmten Verbrennungsluft (Gl. 84) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{RAG,min}$ Mindestenthalpiestrom des Rauchgases nach Economizer (Gl. 81) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{A,F}$ Enthalpiestrom der Feuerraumasche im Feuerraum (Gl. 77) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{RAG,FA}$ Enthalpiestrom der Flugasche im Feuerraum (Gl. 78) [kJ/a]

Der elektrische Energiebedarf der Kesseleinheit wird bestimmt durch Kohleaufgabe, Entaschung, Umwälzpumpen und die Gebläse für Frischluft und Rauchgas. Er wird nach (Gl. 83) berechnet. Dazu wird der Wirkungsgrad der Kesseleinheit (η_{KE}) eingesetzt und ein Koeffizient, mit dem ihr elektrischer Energieverbrauch in Abhängigkeit der Nennleistung berücksichtigt werden kann ($\alpha_{E,KE}$). Im Modell wird die benötigte Energie vom Generator des Kraftwerks als elektrische „Hilfsenergie“ zur Verfügung gestellt.

$$\dot{E}_{E,KE} = \dot{Q}_{N,VB} \cdot \eta_{KE} \cdot \alpha_{E,KE} \quad \text{(Gl. 83)}$$

wobei $\dot{E}_{E,KE}$ elektrischer Energieverbrauch der Kesseleinheit [kJ/a]
$\dot{Q}_{N,VB}$ nutzbarer Wärmestrom des Rauchgases [kJ/a]
η_{KE} Wirkungsgrad der Kesseleinheit [-]
$\alpha_{E,KE}$ elektrischer Energieverbrauch [-]

5.4.2.4 Luftvorwärmung

Die Luft für die Verbrennung der Rohbraunkohle wird vorgewärmt. Ihr Enthalpiestrom berechnet sich nach (Gl. 84).

$$\Delta\dot{H}_{VWL} = \dot{m}_{L,VB} \cdot c_{p,L} \cdot (T_{VW} - T_U) \quad \text{(Gl. 84)}$$

mit $\Delta\dot{H}_{VWL}$ Enthalpiestrom der vorgewärmten Verbrennungsluft [kJ/a]
$\dot{m}_{L,VB}$ Massenstrom an Verbrennungsluft [kg/a]
$c_{p,L}$ spezifische Wärmekapazität der vorgewärmten Luft [kJ/kgK]
T_{VW} Temperatur der Vorwärmung [K]
T_U Umgebungstemperatur [K]

Die der Verbrennung zugeführte Luft wird mit Wärme aus der Rauchgaskühlung (Kapitel 5.4.2.11) vorgewärmt. Das Rauchgas kühlt dabei ab. Als Berechnungsgrundlage wird hier der Rauchgasstrom ohne Flugascheanteil verwendet. Der Enthalpiestrom der Flugasche wird für die Luftvorwärmung nicht herangezogen. Die Enthalpieänderung des wasser- und aschefreien Rauchgases wird nach (Gl. 85) und die Enthalpieänderung des Wasseranteils nach (Gl. 86) berechnet. Daraus ergibt sich in (Gl. 87) die insgesamt von der Rauchgaskühlung zur Luftvorwärmung zurückgeführte Wärmemenge.

$$\Delta\dot{H}_{RAG,waf,VW} = (\dot{m}_{RAG,CO_2} + \dot{m}_{RAG,CO} + \dot{m}_{RAG,O_2} + \dot{m}_{RAG,N_2} + \dot{m}_{RAG,NO} + \dot{m}_{RAG,SO_2}) \cdot c_{p,RAG} \cdot (T_{RAG,min} - T_{RAGK}) \quad \text{(Gl. 85)}$$

$$\Delta\dot{H}_{RAG,H_2O,VW} = \dot{m}_{RAG,H_2O}[\Delta h^{T_0} + c_{p,WD} \cdot (T_{RAG,min} - T_0)] - \dot{m}_{RAG,H_2O}[c_{p,H_2O} \cdot (T_{RAGK} - T_0)] \quad \text{(Gl. 86)}$$

$$\dot{Q}_{RAGK} = \Delta\dot{H}_{RAG,waf,VW} + \Delta\dot{H}_{RAG,H_2O,VW} \quad \text{(Gl. 87)}$$

mit $\dot{Q}_{RAGK}$ Wärmemenge aus der Rauchgaskühlung [kJ/kg]
$T_{RAG,min}$ Mindesttemperatur des Rauchgases nach Economizer [K]
T_{RAGK} Temperatur nach Rauchgaskühlung [K]
T_0 Bezugstemperatur [K]
$c_{p,RAG}$ spezifische Wärmekapazität des Rauchgases (waf) [kJ/kgK]
$\dot{m}_{RAG,K}$ Massenströme der gasförmigen Rauchgaskomponenten [kg/a]

Die nutzbare Wärmemenge, die nach der Luftvorwärmung im Rauchgasstrom verbleibt, wird nach (Gl. 88) berechnet. Für den Wärmeaustausch wird ein Wirkungsgrad (η_{VW}) definiert. Vom Luftvorwärmer wird ein Wärmestrom als nicht-intendierter Output abgegeben, der mit (Gl. 89) berechnet wird.

$$\dot{Q}_{N,VW,Out} = (\dot{Q}_{N,ECO,Out} + \dot{Q}_{RAGK}) \cdot \eta_{VW} - \Delta\dot{H}_{VWL} \quad \text{(Gl. 88)}$$

$$\dot{Q}_{VL,VW} = (\dot{Q}_{N,ECO,Out} + \dot{Q}_{RAGK}) \cdot (1 - \eta_{VW}) \quad \text{(Gl. 89)}$$

mit $\dot{Q}_{N,VW,Out}$ nutzbarer Wärmestrom nach Luftvorwärmung [kJ/a]
$\dot{Q}_{VL,VW}$ Verlust-Wärmestrom Luftvorwärmung [kJ/a]
$\dot{Q}_{N,ECO,Out}$ nutzbarer Wärmestrom nach Economizer (Gl. 104) [kJ/a]
$\dot{Q}_{RAGK}$ Wärmestrom aus Rauchgaskühlung (Gl. 87) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{VWL}$ Enthalpiestrom der vorgewärmten Verbrennungsluft (Gl. 84) [kJ/a]
η_{VW} Wirkungsgrad des Luftvorwärmers [-]

5.4.2.5 Dampferzeugung

Das Subsystem zweiter Ordnung 03.05.01 „Wärmeaustausch“ gehört zum Subsystem erster Ordnung 03.05 „Dampferzeugung“. Hier werden die drei Elemente untersucht, die in Abbildung 32 dargestellt sind.

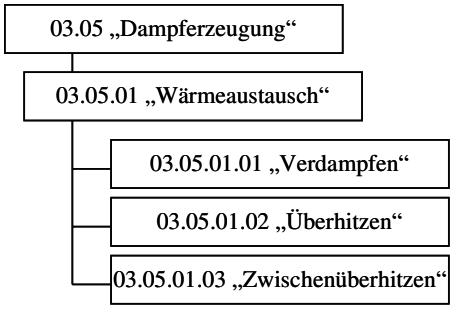


Abbildung 32: Gliederung des Subsystems 03.05 „Dampferzeugung“

Der Wärmeaustausch bei der Dampferzeugung (Speisewasser/Dampf-Kreislauf) wird in drei Transitionen beschrieben (vergleiche Abbildung 31).

Zur Berechnung der Energie- und Stoffströme bei der Dampferzeugung werden die folgenden spezifischen Enthalpien von Dampf- und Speisewasserzuständen verwendet:

- $h_{SW,ECO,In}$ spezifische Speisewasserenthalpie vor dem Economizer [kJ/kg],
  $h_{SW,ECO,In} = h_{SW,SWP,Out}$
- $h_{SW,VD,In}$ spezifische Speisewasserenthalpie vor dem Verdampfer [kJ/kg],
  $h_{SW,VD,In} = h_{SW,ECO,Out}$
- $h_{WD,Ü,In}$ spezifische Dampfenthalpie vor dem Überhitzer [kJ/kg],
  $h_{WD,Ü,In} = h_{WD,VD,Out}$
- $h_{WD,Ü,Out}$ spezifische Dampfenthalpie nach dem Überhitzer (Frischdampf) [kJ/kg]
- $h_{WD,ZÜ,In}$ spezifische Dampfenthalpie vor dem Zwischenüberhitzer [kJ/kg] und
- $h_{WD,ZÜ,Out}$ spezifische Dampfenthalpie nach dem Zwischenüberhitzer [kJ/kg].

Der Rauchgas-Massenstrom und der Dampf- bzw. Speisewasser-Massenstrom werden als verlustfrei betrachtet und bleiben innerhalb der gesamten Dampferzeugung konstant. Ein Teil des an den Rauchgasstrom gebundenen Wärmestroms kann zur Dampferzeugung genutzt werden, d.h. schrittweise zur Verdampfung, Überhitzung und Zwischenüberhitzung des Dampfes und zur Speisewasservorwärmung im Economizer. Ein anderer Teil, der bei der Verbrennung freigesetzten Wärmemenge, bleibt im Rauchgasstrom enthalten (vergleiche (Gl. 81)). Die Größe des erzeugten Dampf-Massenstroms hängt von dem aus der Verbrennung zur Verfügung stehenden nutzbaren Wärmestrom des Rauchgases ab. Zur Aufteilung des insgesamt nutzbaren Rauchgas-Wärmestroms auf die Verdampfung einerseits und auf Überhitzung, Zwischenüberhitzung und Speisewasservorwärmung andererseits wird ein Faktor definiert. Die Erzeugung des Dampf-Massenstroms kann im Modell zusätzlich je nach zu untersuchender Kraftwerkskapazität beschränkt werden. Eventuell überschüssige Wärme wird mit dem Rauchgasstrom abgeführt.

Der zur Verdampfung genutzte Anteil des Wärmestroms aus der Verbrennung wird nach (Gl. 90) berechnet und der damit im Verdampfer erzeugte Dampf-Massenstrom nach (Gl. 91). Die von der Flugasche abzugebende Wärmemenge wird gleichmäßig auf die vier Prozesse Verdampfen, Überhitzen, Zwischenüberhitzen und Speisewasservorwärmung aufgeteilt.

$$\dot{Q}_{N,VD} = (\dot{Q}_{N,VB} + \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg}) \cdot f_{VD} \qquad \text{(Gl. 90)}$$

mit

$\dot{Q}_{N,VB}$	nutzbarer Wärmestrom aus der Verbrennung (Gl. 82) [kJ/a]
$\dot{Q}_{N,VD}$	zur Verdampfung genutzter Wärmestrom [kJ/a]
f_{VD}	Faktor zur Aufteilung des Wärmestroms [-]
$\Delta\dot{H}_{FA,insg}$	insgesamt nutzbare Flugasche-Enthalpiedifferenz (Gl. 92) [kJ/a]

$$\dot{m}_{WD} = \frac{\dot{Q}_{N,VD} \cdot \eta_{VD}}{h_{WD,VD,Out} - h_{SW,VD,In}} \qquad \text{(Gl. 91)}$$

mit

$\dot{m}_{WD}$	im Verdampfer erzeugter Dampfmassenstrom [kg/a]
η_{VD}	Wirkungsgrad des Verdampfers [-]
$h_{WD,VD,Out}$	spezifische Dampfenthalpie nach Verdampfer [kJ/kg]
$h_{SW,VD,In}$	spezifische Speisewasserenthalpie vor dem Verdampfer [kJ/kg] $h_{SW,VD,In} = h_{SW,ECO,Out}$

Die Flugasche trägt auch zur Verdampfung bei, in dem sie Wärme abgibt. Die Wärmemenge wird als Enthalpiedifferenz des Flugaschestroms nach (Gl. 92) berechnet.

$$\dot{Q}_{FA,insg} = \Delta\dot{H}_{FA,insg} = \dot{m}_{FA} \cdot c_{p,A} \cdot (T_F - T_{RAG,min}) \qquad \text{(Gl. 92)}$$

mit

$\dot{Q}_{FA,insg}$	von der Flugasche insgesamt abgegebene Wärmemenge [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{FA,insg}$	Enthalpiedifferenz der Flugasche [kJ/a]
$\dot{m}_{FA}$	Flugasche-Massenstrom [kJ/a]
$c_{p,A}$	spezifische Wärmekapazität der Asche [kJ/kgK]
T_F	Feuerraumtemperatur [K]
$T_{RAG,min}$	Mindesttemperatur des Rauchgases nach Economizer [K]

Der nach dem Verdampfen noch nutzbare Wärmestrom des heißen Rauchgases berechnet sich nach (Gl. 93), der Enthalpiestrom der Flugasche nach (Gl. 94). Für den Verdampfer wird ein Wirkungsgrad (η_{VD}) definiert, mit dem in (Gl. 95) ein Verlust-Wärmestrom als nicht-intendierter Output berechnet wird.

$$\dot{Q}_{N,VD,Out} = (\dot{Q}_{N,VB} + \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg}) \cdot \eta_{VD} - (h_{WD,VD,Out} - h_{SW,VD,In}) \cdot \dot{m}_{WD} \qquad \text{(Gl. 93)}$$

$$\Delta\dot{H}_{FA,VD,Out} = \Delta\dot{H}_{RAG,FA} - \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg} \qquad \text{(Gl. 94)}$$

$$\dot{Q}_{VL,VD} = (\dot{Q}_{N,VB} + \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg}) \cdot (1 - \eta_{VD}) \qquad \text{(Gl. 95)}$$

mit

$\dot{Q}_{N,VD,Out}$	nutzbarer Wärmestrom nach Verdampfen [kJ/a]
$\dot{Q}_{N,VB}$	nutzbarer Wärmestrom aus der Verbrennung (Gl. 82) [kJ/a]
$\dot{m}_{WD}$	Dampf-Massenstrom [kg/a]
$h_{WD,VD,Out}$	spezifische Dampfenthalpie nach Verdampfen [kJ/kg]
$h_{SW,VD,In}$	spezifische Dampfenthalpie vor Verdampfen [kJ/kg] $h_{SW,VD,In} = h_{SW,ECO,Out}$
$\Delta\dot{H}_{RAG,FA}$	Enthalpiestrom der Flugasche aus der Verbrennung (Gl. 78) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{FA,VD,Out}$	Enthalpiestrom der Flugasche nach Verdampfen [kJ/a]
$\dot{Q}_{VL,VD}$	Verlust-Wärmestrom aus dem Verdampfer [kJ/a]
η_{VD}	Wirkungsgrad des Verdampfers [-]

Der erzeugte Wasserdampf wird weitergeleitet zum Überhitzer. Die nach der Überhitzung des Dampfes (Frischdampf) noch zur Verfügung stehende Wärmemenge wird nach (Gl. 96) berechnet und der Enthalpiestrom der Flugasche nach (Gl. 97). Vom Überhitzer wird ein Verlust-Wärmestrom als nicht-intendierter Output abgegeben, der mit dem Wirkungsgrad ($\eta_{Ü}$) in (Gl. 98) berechnet wird.

$$\dot{Q}_{N,Ü,Out} = (\dot{Q}_{N,VD,Out} + \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg}) \cdot \eta_{Ü} - (h_{WD,Ü,Out} - h_{WD,Ü,In}) \cdot \dot{m}_{WD} \qquad \text{(Gl. 96)}$$

$$\Delta\dot{H}_{FA,Ü,Out} = \Delta\dot{H}_{FA,VD,Out} - \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg} \qquad \text{(Gl. 97)}$$

$$\dot{Q}_{VL,Ü} = (\dot{Q}_{N,VD,Out} + \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg}) \cdot (1 - \eta_{Ü}) \qquad \text{(Gl. 98)}$$

mit

$\dot{Q}_{N,Ü,Out}$	nutzbarer Wärmestrom nach Überhitzen [kJ/a]
$\dot{Q}_{N,VD,Out}$	nutzbarer Wärmestrom nach Verdampfen (Gl. 93) [kJ/a]
$\dot{m}_{WD}$	Dampf-Massenstrom [kg/a]
$h_{WD,Ü,Out}$	spezifische Dampfenthalpie nach Überhitzen (Frischdampf) [kJ/kg]
$h_{WD,Ü,In}$	spezifische Dampfenthalpie vor dem Überhitzen [kJ/kg] $h_{WD,Ü,In} = h_{WD,VD,Out}$
$\Delta\dot{H}_{FA,VD,Out}$	Enthalpiestrom der Flugasche nach Verdampfen [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{FA,Ü,Out}$	Enthalpiestrom der Flugasche nach Überhitzen [kJ/a]
$\dot{Q}_{VL,Ü}$	Verlust-Wärmestrom aus dem Überhitzer [kJ/a]
$\eta_{Ü}$	Wirkungsgrad des Überhitzers [-]

Nach Verdampfen und Überhitzen wird der Dampf in der Hochdruckturbine entspannt. Danach gelangt er zur Zwischenüberhitzung. In der Zwischenüberhitzung wird der Dampf wieder erhitzt. Die nach der Zwischenüberhitzung noch zur Verfügung stehende nutzbare Wärmemenge im Rauchgasstrom wird nach (Gl. 99) berechnet, der Enthalpiestrom der Flugasche nach (Gl. 100). Für den Zwischenüberhitzer wird der Wirkungsgrad ($\eta_{ZÜ}$) definiert, mit dem ein Verlust-Wärmestrom als nicht-intendierter Output in (Gl. 101) berechnet wird.

$$\dot{Q}_{N,ZÜ,Out} = (\dot{Q}_{N,Ü,Out} + \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg}) \cdot \eta_{ZÜ} - (h_{WD,ZÜ,Out} - h_{WD,ZÜ,In}) \cdot \dot{m}_{WD} \qquad \text{(Gl. 99)}$$

$$\Delta\dot{H}_{FA,ZÜ,Out} = \Delta\dot{H}_{FA,Ü,Out} - \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg} \quad \text{(Gl. 100)}$$

$$\dot{Q}_{VL,ZÜ} = (\dot{Q}_{N,Ü,Out} + \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg}) \cdot (1 - \eta_{ZÜ}) \quad \text{(Gl. 101)}$$

mit

$\dot{Q}_{N,ZÜ,Out}$	nutzbarer Wärmestrom nach Zwischenüberhitzen [kJ/a]
$\dot{Q}_{N,Ü,Out}$	nutzbarer Wärmestrom nach Überhitzen (Gl. 98) [kJ/a]
$\dot{m}_{WD}$	Dampf-Massenstrom [kg/a]
$h_{WD,ZÜ,Out}$	spezifische Dampfenthalpie nach Zwischenüberhitzen [kJ/kg]
$h_{WD,ZÜ,In}$	spezifische Dampfenthalpie vor Zwischenüberhitzen [kJ/kg] $h_{WD,ZÜ,In} = h_{WD,HT,Out}$
$\Delta\dot{H}_{FA,Ü,Out}$	Enthalpiestrom der Flugasche nach Überhitzen [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{FA,ZÜ,Out}$	Enthalpiestrom der Flugasche nach Zwischenüberhitzen [kJ/a]
$\dot{Q}_{VL,ZÜ}$	Verlust-Wärmestrom aus dem Zwischenüberhitzer [kJ/a]
$\eta_{ZÜ}$	Wirkungsgrad des Zwischenüberhitzers [-]

5.4.2.6 Speisewasservorwärmung

Das Subsystem zweiter Ordnung 03.05.02 „Speisewasservorwärmung“ gehört ebenfalls zum Subsystem erster Ordnung 03.05 „Dampferzeugung“ und umfasst zwei Elemente, wie in Abbildung 33 dargestellt ist. Zwei Transitionen dienen der Berechnung der Verdichtung und Vorwärmung des Speisewassers (vergleiche Abbildung 31).

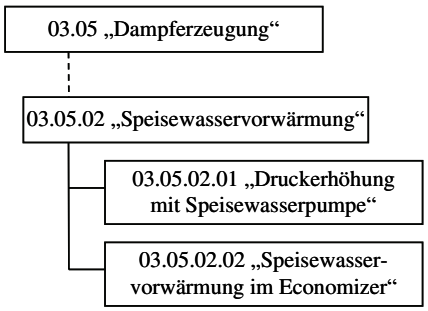


Abbildung 33: Gliederung des Subsystems 03.05 „Dampferzeugung“

Für die Berechnung der Energie- und Stoffströme bei der Speisewasservorwärmung werden die spezifischen Enthalpien der beiden Speisewasserzustände verwendet:

- $h_{SW,SWP,In}$ Speisewasserenthalpie vor der Speisewasserpumpe [kJ/kg]

  $h_{SW,SWP,In} = h_{SW,KO,Out}$ und
- $h_{SW,SWP,Out}$ Speisewasserenthalpie nach der Speisewasserpumpe [kJ/kg]

  $h_{SW,SWP,Out} = h_{SW,ECO,In}$.

Mit Hilfe der Speisewasserpumpe wird das Speisewasser nach der Kondensation wieder auf den Betriebsdruck der Dampferzeugung gebracht (isentrope Verdichtung) und zur Dampferzeugung gefördert. Im Modell wird der Pumpe die dazu benötigte Energie vom Generator des Kraftwerks aus als elektrische „Hilfsenergie“ zur Verfügung gestellt (vergleiche Kapitel 5.4.2.7). Sie wird

nach (Gl. 102) berechnet. Über den elektrischen Wirkungsgrad der Pumpe (η_{SWP}) wird der Verlust-Wärmestrom berechnet, der als nicht-intendierter Output abgegeben wird (Gl. 103).

$$\dot{E}_{E,SWP} = \frac{\dot{m}_{SW} \cdot (h_{SW,SWP,Out} - h_{SW,SWP,In})}{\eta_{SWP}} \quad \text{(Gl. 102)}$$

$$\dot{Q}_{VL,SWP} = (1 - \eta_{SWP}) \cdot \dot{E}_{E,SWP} \quad \text{(Gl. 103)}$$

mit

$\dot{E}_{E,SWP}$	„Hilfsenergie“ für den Betrieb der Speisewasserpumpe [kJ/a], [kWh/a]
$\dot{Q}_{VL,SWP}$	Verlust-Wärmestrom der Speisewasserpumpe [kJ/a]
η_{SWP}	Wirkungsgrad der Speisewasserpumpe [-]
$\dot{m}_{SW}$	Speisewasser-Massenstrom [kg/a]; $\dot{m}_{SW} = \dot{m}_{WD}$
$h_{SW,SWP,Out}$	Speisewasserenthalpie nach Speisewasserpumpe [kJ/kg]
$h_{SW,SWP,In}$	Speisewasserenthalpie vor Speisewasserpumpe [kJ/kg]

Im Economizer wird das Speisewasser vorgewärmt bevor es in den Verdampfer gelangt. Wenn Rauchgas und Flugasche den Economizer verlassen, müssen sie eine Mindestenthalpie und eine Mindesttemperatur haben, damit die Schwefelverbindungen nicht auskondensieren. Bis auf diese Temperatur werden Rauchgas und Flugasche im Economizer abgekühlt. Mit der frei werdenden Wärmemenge wird das Speisewasser vorgewärmt. Die nach dem Economizer im Rauchgas noch enthaltene Nutzwärme wird nach (Gl. 104) berechnet. Sie wird zur Vorwärmung der Verbrennungsluft genutzt. Der Enthalpiestrom der Flugasche wird nach (Gl. 105) berechnet. Vom Economizer wird ebenfalls ein Verlust-Wärmestrom als nicht-intendierter Output abgegeben, der mit Hilfe des definierten Wirkungsgrades (η_{ECO}) in (Gl. 106) berechnet wird.

$$\dot{Q}_{N,ECO,Out} = (\dot{Q}_{N,ZÜ,Out} + \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg}) \cdot \eta_{ECO} - (h_{SW,ECO,Out} - h_{SW,ECO,In}) \cdot \dot{m}_{SW} \quad \text{(Gl. 104)}$$

$$\Delta\dot{H}_{FA,ECO,Out} = \Delta\dot{H}_{FA,ZÜ,Out} - \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg} \quad \text{(Gl. 105)}$$

$$\dot{Q}_{VL,ECO} = (\dot{Q}_{N,ZÜ,Out} + \frac{1}{4}\Delta\dot{H}_{FA,insg}) \cdot (1 - \eta_{ECO}) \quad \text{(Gl. 106)}$$

mit

$\dot{Q}_{N,ECO,Out}$	nutzbarer Wärmestrom nach Speisewasservorwärmen [kJ/a]
$\dot{Q}_{N,ZÜ,Out}$	nutzbarer Wärmestrom nach Zwischenüberhitzen (Gl. 101) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{FA,insg}$	Enthalpiedifferenz der Flugasche (Gl. 92) [kJ/a]
$\dot{m}_{SW}$	Speisewasser-Massenstrom [kg/a]
$h_{SW,ECO,Out}$	spezifische Speisewasserenthalpie nach Economizer [kJ/kg] $h_{SW,ECO,Out} = h_{SW,VD,In}$
$h_{SW,ECO,In}$	spezifische Speisewasserenthalpie vor Economizer [kJ/kg] $h_{SW,ECO,In} = h_{SW,SWP,Out}$
$\Delta\dot{H}_{FA,ECO,Out}$	Enthalpiestrom der Flugasche nach Economizer [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{FA,ZÜ,Out}$	Enthalpiestrom der Flugasche nach Zwischenüberhitzer [kJ/a]
$\dot{Q}_{VL,ECO}$	Verlust-Wärmestrom vom Economizer [kJ/a]
η_{ECO}	Wirkungsgrad des Economizers [-]

5.4.2.7 Energieumwandlung in der Turbogruppe

Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckturbine sowie Generator werden zur „Turbogruppe“ zusammengefasst. Die Turbinen wandeln die thermische Energie des Dampfes aus der Dampferzeugung (vergleiche Kapitel 5.4.2.5) in mechanische Rotationsenergie um, die im Generator in elektrische Energie umgewandelt wird. Der Massenstrom des Dampfes bleibt dabei konstant. Für die Berechnungen in dieser Arbeit wird von einer isentropen Entspannung des Dampfes ausgegangen.

Die Energiewandlungen in den drei Turbinenstufen werden dem Subsystem zweiter Ordnung 03.06.02 „Energieumwandlung in Dampfturbinen“ als Elemente zugeordnet. Die Umwandlung in Elektroenergie wird ebenfalls als Subsystem zweiter Ordnung betrachtet 03.06.03 „Energieumwandlung im Generator“, siehe Abbildung 34.

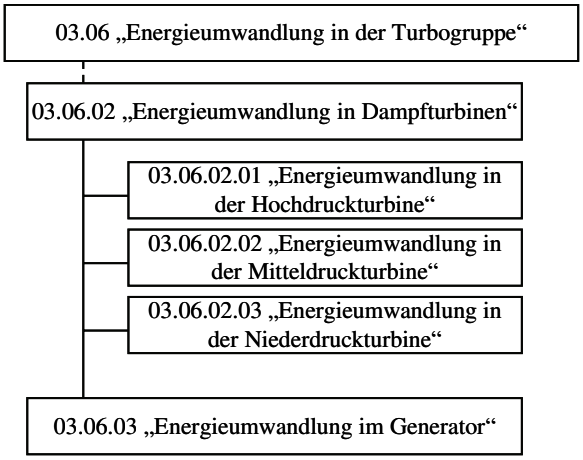


Abbildung 34: Gliederung des Subsystems 03.06

Zur Berechnung der einzelnen Turbinenstufen werden die spezifischen Enthalpien der jeweiligen Dampfzustände eingesetzt:

- $h_{WD,HT,In}$ spezifische Frischdampfenthalpie vor der Hochdruckturbine [kJ/kg],
  $h_{WD,HT,In} = h_{WD,Ü,Out}$
- $h_{WD,HT,Out}$ spezifische Dampfenthalpie nach der Hochdruckturbine [kJ/kg],
  $h_{WD,HT,Out} = h_{WD,ZÜ,In}$
- $h_{WD,MT,In}$ spezifische Dampfenthalpie vor der Mitteldruckturbine [kJ/kg]
  $h_{WD,MT,In} = h_{WD,ZÜ,Out}$
- $h_{WD,MT,Out}$ spezifische Dampfenthalpie nach der Mitteldruckturbine [kJ/kg] und
  $h_{WD,MT,Out} = h_{WD,NT,In}$
- $h_{WD,NT,Out}$ spezifische Dampfenthalpie nach der Niederdruckturbine [kJ/kg],
  $h_{WD,NT,Out} = h_{WD,KO,In}$.

Für jede Turbinenstufe und für den Generator werden Wirkungsgrade definiert. Die von der Hochdruckturbine bereitgestellte mechanische Leistung wird nach (Gl. 107) berechnet und der dabei als nicht-intendierter Output abgegebene Wärmestrom nach (Gl. 108).

$$\dot{W}_{M,HT} = \eta_{HT} \cdot \dot{m}_{WD} \cdot (h_{WD,Ü,Out} - h_{WD,HT,Out}) \quad \text{(Gl. 107)}$$

$$\dot{Q}_{VL,HT} = (1 - \eta_{HT}) \cdot \dot{m}_{WD} \cdot (h_{WD,Ü,Out} - h_{WD,HT,Out}) \quad \text{(Gl. 108)}$$

mit

$\dot{W}_{M,HT}$	mechanische Leistung der Hochdruckturbine [kJ/a]
$\dot{m}_{WD}$	Dampf-Massenstrom [kg/a]
$h_{WD,Ü,Out}$	spezifische Dampfenthalpie nach Überhitzer (Frischdampf) [kJ/kg]
$h_{WD,HT,Out}$	spezifische Dampfenthalpie nach Hochdruckturbine [kJ/kg]
$\dot{Q}_{VL,HT}$	Verlust-Wärmestrom von der Hochdruckturbine [kJ/a]
η_{HT}	Wirkungsgrad der Hochdruckturbine [-]

Die von der Mitteldruckturbine bereitgestellte mechanische Leistung wird nach (Gl. 109) berechnet und der dabei als nicht-intendierter Output abgegebene Wärmestrom nach (Gl. 110).

$$\dot{W}_{M,MT} = \eta_{MT} \cdot \dot{m}_{WD} \cdot (h_{WD,ZÜ,Out} - h_{WD,MT,Out}) \quad \text{(Gl. 109)}$$

$$\dot{Q}_{VL,MT} = (1 - \eta_{MT}) \cdot \dot{m}_{WD} \cdot (h_{WD,ZÜ,Out} - h_{WD,MT,Out}) \quad \text{(Gl. 110)}$$

mit

$\dot{W}_{M,MT}$	mechanische Leistung der Mitteldruckturbine [kJ/a]
$h_{WD,ZÜ,Out}$	spezifische Dampfenthalpie nach Zwischenüberhitzer [kJ/kg]
$h_{WD,MT,Out}$	spezifische Dampfenthalpie nach Mitteldruckturbine [kJ/kg]
$\dot{Q}_{VL,MT}$	Verlust-Wärmestrom von der Mitteldruckturbine [kJ/a]
η_{MT}	Wirkungsgrad der Mitteldruckturbine [-]

Die von der Niederdruckturbine bereitgestellte mechanische Leistung wird nach (Gl. 111) berechnet und der dabei als nicht-intendierter Output abgegebene Wärmestrom nach (Gl. 112).

$$\dot{W}_{M,NT} = \eta_{NT} \cdot \dot{m}_{WD} \cdot (h_{WD,MT,Out} - h_{WD,NT,Out}) \quad \text{(Gl. 111)}$$

$$\dot{Q}_{VL,NT} = (1 - \eta_{NT}) \cdot \dot{m}_{WD} \cdot (h_{WD,MT,Out} - h_{WD,NT,Out}) \quad \text{(Gl. 112)}$$

mit

$\dot{W}_{M,NT}$	mechanische Leistung der Niederdruckturbine [kJ/a]
$h_{WD,MT,Out}$	spezifische Dampfenthalpie nach Mitteldruckturbine [kJ/kg]
$h_{WD,NT,Out}$	spezifische Dampfenthalpie nach Niederdruckturbine [kJ/kg]
$\dot{Q}_{VL,NT}$	Verlust-Wärmestrom von der Niederdruckturbine [kJ/a]
η_{NT}	Wirkungsgrad der Niederdruckturbine [-]

Der Generator wandelt die insgesamt von den Turbinen bereitgestellte mechanische Leistung (Gl. 113) in elektrische um (Gl. 114). Ein Teil der elektrischen Energie wird als „Hilfsenergie“ für den Eigenbedarf, wie z.B. für den Betrieb der Pumpen im Kraftwerk, für die Zerkleinerung der Rohbraunkohle und für das Abscheiden von Staub, benötigt. Sie wird vereinfacht ohne Spannungswandlung vom Generator abgenommen. Mit einem Generatorwirkungsgrad (η_{GE}) wird in (Gl. 115) berücksichtigt, dass nicht die gesamte mechanische Energie in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Dabei wird ein Verlust-Wärmestrom als nicht-intendierter Output freigesetzt (Gl. 116). Der gesamte Eigenbedarf wird nach (Gl. 117) als „Hilfsenergie“ berechnet.

$$\dot{W}_{M,insg} = \dot{W}_{M,HT} + \dot{W}_{M,MT} + \dot{W}_{M,NT} \quad \text{(Gl. 113)}$$

$$\dot{W}_{M,insg} = \dot{E}_{E,GE} + \dot{E}_{E,KW} + \dot{Q}_{VL,GE} \quad \text{(Gl. 114)}$$

$$\dot{E}_{E,GE} = \dot{W}_{M,insg} \cdot \eta_{GE} - \dot{E}_{E,KW} \quad \text{(Gl. 115)}$$

$$\dot{Q}_{VL,GE} = (1 - \eta_{GE}) \cdot \dot{W}_{M,insg} \quad \text{(Gl. 116)}$$

$$\dot{E}_{E,KW} = \dot{E}_{MÜ,Z} + \dot{E}_{E,KE} + \dot{E}_{E,SWP} + \dot{E}_{E,KÜP} + \dot{E}_{E,EF} \quad \text{(Gl. 117)}$$

mit

$\dot{W}_{M,insg}$	insgesamt bereitgestellte mechanische Leistung [kJ/a]
$\dot{E}_{E,GE}$	elektrischer Energiestrom (elektrische Leistung) vom Generator [kJ/a]
$\dot{E}_{E,KW}$	Eigenenergiebedarf im Kraftwerk [kJ/a]
$\dot{Q}_{VL,GE}$	Verlust-Wärmestrom vom Generator [kJ/a]
η_{GE}	Wirkungsgrad des Generators [-]
$\dot{E}_{MÜ,Z}$	Energiebedarf der Mühlen zur Zerkleinerung (Gl. 58) [kJ/a]
$\dot{E}_{E,KE}$	Energiebedarf der Kesseleinheit (Gl. 83) [kJ/a]
$\dot{E}_{E,SWP}$	Energiebedarf der Speisewasserpumpe (Gl. 102) [kJ/a]
$\dot{E}_{E,KÜP}$	Energiebedarf der Kühlwasserpumpe (Gl. 128) [kJ/a]
$\dot{E}_{E,EF}$	Energiebedarf des Elektrofilters (Gl. 133) [kJ/a]

5.4.2.8 Bereitstellen von Elektroenergie

Das Bereitstellen von Elektroenergie für den Verbraucher wird als Subsystem erster Ordnung 03.11.01 „Einspeisen ins Stromversorgungsnetz“ betrachtet.

Die vom Generator erzeugte Spannung wird auf Netzspannung transformiert. Die elektrische Leistung (elektrischer Energiestrom), die über den Transformator ins Netz eingespeist wird, wird nach (Gl. 118) berechnet. Dabei wird ein Verlust-Wärmestrom als nicht-intendierter Output freigesetzt, der mit einem für den Transformator definierten Wirkungsgrad (η_T) nach (Gl. 119) bestimmt wird.

$$\dot{W}_{E,T} = \dot{E}_{E,GE} \cdot \eta_T \quad \text{(Gl. 118)}$$

$$\dot{Q}_{VL,T} = (1 - \eta_T) \cdot \dot{E}_{E,GE} \quad \text{(Gl. 119)}$$

mit

$\dot{W}_{E,T}$	vom Transformator eingespeiste elektrische Leistung [kJ/a]
$\dot{E}_{E,GE}$	elektrischer Energiestrom (elektrische Leistung) vom Generator [kJ/a]
$\dot{Q}_{VL,T}$	Verlust-Wärmestrom vom Transformator [kJ/a]
η_T	Wirkungsgrad des Transformators [-]

Mit Hilfe der ins Netz eingespeisten elektrischen Leistung kann nach (Gl. 120) der Netto-Wirkungsgrad des Kraftwerks (η_{KW}) berechnet werden.

$$\eta_{KW} = \frac{\dot{W}_{E,T}}{H_U \cdot \dot{m}_{RBK}} \qquad \text{(Gl. 120)}$$

mit

$\dot{W}_{E,T}$	vom Transformator eingespeiste elektrische Leistung [kJ/a]
H_u	unterer Heizwert der Rohbraunkohle [kJ/kg]
$\dot{m}_{RBK}$	im Kraftwerk verfeuerte Rohbraunkohle [kg/a]
η_{KW}	Netto-Wirkungsgrad des Kraftwerks [-]

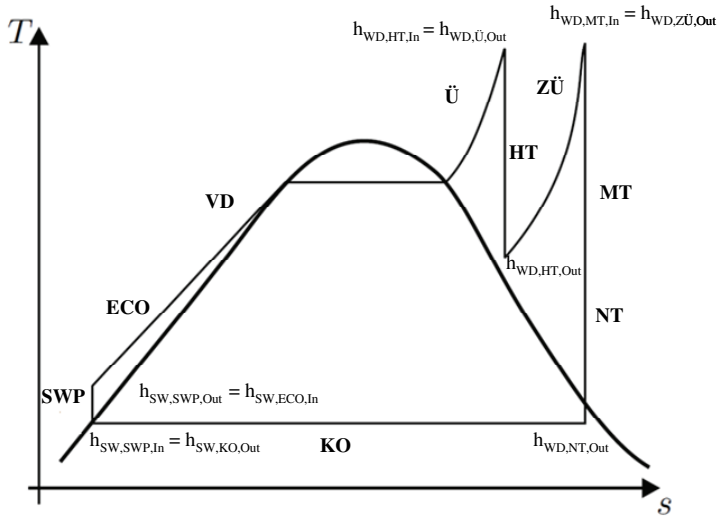
Der Netto-Wirkungsgrad eines Kraftwerks kann auch, wie in (Gl. 121), durch das Produkt von Einzelwirkungsgraden berechnet werden.

$$\eta_{KW} = \eta_{TH} \cdot \eta_{KE} \cdot \eta_{TU} \cdot \eta_{GE} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Eig} \qquad \text{(Gl. 121)}$$

mit

η_{TH}	thermischer Wirkungsgrad des Kreisprozesses [-]
η_{KE}	Wirkungsgrad der Kesseleinheit [-]
η_{TU}	mechanischer Wirkungsgrad der Turbinen [-]
η_{GE}	Wirkungsgrad des Generators [-]
η_T	Wirkungsgrad des Transformators [-]
η_{Eig}	berücksichtigt den Eigenbedarf des Kraftwerks [-]

Dazu kann der thermische Wirkungsgrad analog zum idealen Clausius-Rankine-Prozess (siehe Abbildung 35) nach (Gl. 122) mit den in den Abschnitten dieses Kapitels definierten Dampf- und Speisewasserzuständen bestimmt werden.



SWP – Speisewasserpumpe; VD – Verdampfer; Ü – Überhitzer; - HT – Hochdruckturbine; ZÜ – Zwischenüberhitzer; MT – Mitteldruckturbine; NT – Niederdruckturbine, KO - Kondensator

Abbildung 35: Idealer Clausius-Rankine-Prozess mit einfacher Zwischenüberhitzung

$$\eta_{TH} = \frac{(h_{WD,HT,In} - h_{WD,HT,Out}) + (h_{WD,MT,In} - h_{WD,NT,Out}) - (h_{SW,SWP,In} - h_{SW,SWP,Out})}{(h_{WD,HT,In} - h_{SW,SWP,Out}) + (h_{WD,MT,In} - h_{WD,HT,Out})} \qquad \text{(Gl. 122)}$$

5.4.2.9 Kondensation

Die Kondensation des Dampfes wird im Subsystem zweiter Ordnung 03.07.01 „Kondensation in der Kondensatoranlage“ betrachtet.

Für die Berechnung des notwendigen Kühlwasser-Massenstroms und der Energieströme bei der Kondensation werden folgende Dampf- und Speisewasserzustände und Kühlwasserangaben verwendet:

- $h_{WD,NT,Out}$ die spezifische Dampfenthalpie nach Niederdruckturbine [kJ/kg],
- $h_{SW,KO,Out}$ die spezifische Speisewasserenthalpie nach Kondensator [kJ/kg],
- $h_{KÜ,KO,In}$ die spezifische Kühlwasserenthalpie vor Kondensation [kJ/kg]

  $h_{KÜ,KO,In} = h_{H_2O}(p_{KÜP}, T_{KÜ,In})$ nach der Kühlwasserpumpe,
- $h_{KÜ,KO,Out}$ die spezifische Kühlwasserenthalpie nach Kondensation [kJ/kg]

  $h_{KÜ,KO,Out} = h_{H_2O}(p_{KÜP}, T_{KO,Out})$,
- $h_{KÜ,In}$ die spezifische Kühlwasser-Eintrittsenthalpie [kJ/kg]

  $h_{KÜ,In} = h_{H_2O}(p_U, T_{KÜ,In})$ bei Kühlwasser-Eintrittstemperatur ($T_{KÜ,In}$)
- $h_{KÜ,Out}$ und die spezifische Kühlwasser-Austrittsenthalpie [kJ/kg].

  $h_{KÜ,Out} = h_{H_2O}(p_U, T_{KÜ,Out})$ bei Austrittstemperatur ($T_{KÜ,In}$).

Die Wärmemenge, die bei der Kondensation des Dampfes frei wird, muss vom Kühlwasser aufgenommen werden. Dabei erwärmt sich das Kühlwasser und wird als nicht-intendierter Output wieder abgegeben. Der Massenstrom des Kühlwassers wird nach (Gl. 123) berechnet. Für die Wärmeübertragung bei der Kondensation wird ein Wirkungsgrad (η_{KO}) definiert, wodurch der benötigte Kühlwasserstrom vergrößert wird.

$$\dot{m}_{KÜ} = \frac{(h_{WD,NT,Out} - h_{SW,KO,Out}) \cdot \dot{m}_{WD}}{(h_{KÜ,KO,Out} - h_{KÜ,KO,In}) \cdot \eta_{KO}} \qquad \text{(Gl. 123)}$$

mit
- $\dot{m}_{KÜ}$ Massenstrom des Kühlwassers [kg/a]
- $\dot{m}_{WD}$ Massenstrom des Wasserdampfs [kg/a]
- η_{KO} Wirkungsgrad des Kondensators [-]

Da das Kühlwasser beim Eintritt in den Kühlwasserkreislauf nicht Umgebungstemperatur hat (Kühlwasser-Eintrittsenthalpie), muss sein Enthalpiestrom gesondert nach (Gl. 124) berechnet werden. Durch die Erwärmung ändert sich der Enthalpiestrom des Kühlwassers. Diese Enthalpieänderung kann mit (Gl. 125) berechnet werden.

$$\Delta\dot{H}_{KÜ,KO,In} = \dot{m}_{KÜ} \cdot (h_{KÜ,KO,In} - h_{KÜ,In}) \qquad \text{(Gl. 124)}$$

$$\Delta\dot{H}_{KÜ,KO,Out} = \Delta\dot{H}_{KÜ,KO,In} + (h_{WD,NT,Out} - h_{SW,KO,Out}) \cdot \dot{m}_{WD} \qquad \text{(Gl. 125)}$$

mit
- $\Delta\dot{H}_{KÜ,KO,In}$ Enthalpiestrom des Kühlwassers vor der Kondensation [kJ/a]
- $\Delta\dot{H}_{KÜ,KO,Out}$ Enthalpiestrom des Kühlwassers nach der Kondensation [kJ/a]

5.4.2.10 Kühlung

Im Rahmen der Kühlung werden hier zwei Elemente betrachtet

03.07.02.02 „Frischwasserkühlung mit Ablaufkühlung im Nassturm“ und

03.07.03.01 „Fördern mit Kühlwasserpumpe“.

Der Kühlwasser-Massenstrom bleibt während der Kühlung im Nasskühlturm konstant, Schwadenbildung wird hier vernachlässigt. Das Kühlwasser wird bis auf eine Temperatur rückgekühlt, mit der es in den Vorfluter abgegeben werden kann. Es stellt dabei sowohl in stofflicher als auch in energetischer Hinsicht einen nicht-intendierten Output dar. Die Enthalpieänderung des Kühlwassers bei seiner Rückkühlung wird nach (Gl. 126) berechnet.

$$\Delta\dot{H}_{KÜ,RK} = \dot{m}_{KÜ} \cdot (h_{KÜ,KO,Out} - h_{KÜ,Out}) \qquad \text{(Gl. 126)}$$

mit
- $\Delta\dot{H}_{KÜ,RK}$ Änderung des Kühlwasser-Enthalpiestroms bei Rückkühlung [kJ/a]
- $\dot{m}_{KÜ}$ Kühlwasser-Massenstrom [kg/a]
- $h_{KÜ,KO,Out}$ spezifische Kühlwasserenthalpie nach Kondensation [kJ/kg]
- $h_{KÜ,Out}$ spezifische Kühlwasser-Austrittsenthalpie [kJ/kg]
  $h_{KÜ,Out} = h_{H_2O}(p_U, T_{KÜ,Out})$

Das gereinigte Rauchgas (Reingas) wird ebenfalls durch den Kühlturm geführt und dort auf Umgebungstemperatur abgekühlt. Die Abwärme gelangt mit der Abluft aus dem Kühlturm als nicht-intendierter Output in die Atmosphäre. Sie wird mit (Gl. 127) berechnet. Der Massenstrom an aufgeheizter Luft stellt ebenfalls einen nicht-intendierten Output dar, bleibt hier aber unberücksichtigt.

$$\dot{Q}_{RK} = \dot{Q}_{N,RAGK,Out} + \Delta\dot{H}_{FA,EF,Out} + \Delta\dot{H}_{KÜ,RK} \qquad \text{(Gl. 127)}$$

mit
- $\dot{Q}_{RK}$ Abwärme an die Umgebung [kJ/a]
- $\dot{Q}_{N,RAGK,Out}$ Nutzwärmestrom des Rauchgases nach Kühlung (Gl. 138) [kJ/a]
- $\Delta\dot{H}_{FA,EF,Out}$ Enthalpiestrom der Flugasche nach Staubabscheiden (Gl. 136) [kJ/a]
- $\Delta\dot{H}_{KÜ,RK}$ Änderung des Kühlwasser-Enthalpiestroms bei Rückkühlung [kJ/a]

Mit Hilfe der Kühlwasserpumpe wird das Kühlwasser gefördert und auf den Betriebsdruck für die Rückkühlung gebracht (Förderhöhe im Kühlturm). Im Modell wird der Pumpe die dazu benötigte Energie vom Generator des Kraftwerks aus als elektrische „Hilfsenergie“ zur Verfügung gestellt (vergleiche Kapitel 5.4.2.7). Sie wird nach (Gl. 128) berechnet. Über den elektrischen Wirkungsgrad der Pumpe ($\eta_{KÜP}$) wird mit (Gl. 129) ein Verlust-Wärmestrom bestimmt, der als nicht-intendierter Output abgegeben wird.

$$\dot{E}_{E,KÜP} = \frac{\Delta\dot{H}_{KÜ,KO,In}}{\eta_{KÜP}} \qquad \text{(Gl. 128)}$$

$$\dot{Q}_{VL,KÜP} = (1 - \eta_{KÜP}) \cdot \dot{E}_{E,KÜP} \qquad \text{(Gl. 129)}$$

mit
- $\Delta\dot{H}_{KÜ,KO,In}$ Enthalpiestrom des Kühlwassers vor der Kondensation (Gl. 124) [kJ/a]
- $\dot{E}_{E,KÜP}$ „Hilfsenergie“ für den Betrieb der Kühlwasserpumpe [kJ/a], [kWh/a]

$\eta_{KÜP}$ Wirkungsgrad der Kühlwasserpumpe [-]

$\dot{Q}_{VL,KÜP}$ Verlust-Wärmestrom der Kühlwasserpumpe [kJ/a]

5.4.2.11 Rauchgasreinigung

Die Rauchgasreinigung umfasst in einem konventionellen Braunkohlenkraftwerk Staubabscheiden und Entschwefelung in der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA), die als Subsysteme zweiter Ordnung betrachtet werden

03.08.02 „Staubabscheiden“ und

03.08.03 „Rauchgasentschwefelung“.

Unter Staub wird hier die Flugasche im Rauchgasstrom verstanden. Die Korngrößenverteilung von Braunkohlenflugaschen kann mit einem Intervall von $x_{10} = 4$ bis 15 µm und $x_{90} = 180$ bis 240 µm angegeben werden [Landwehrs et al., 2004]. Elektrofilter weisen für Partikelgrößen $x > 10$ µm Abscheidegrade von mehr als 99,5 % auf [Kugeler, 2001]. Für die Berechnung des Staubabscheidens im Modell wird in diesem Zusammenhang vereinfacht ein konstanter Abscheidegrad (τ_{EF}) für alle Partikelgrößen der Flugasche angenommen. Damit wird der Massenstrom an abgeschiedener Flugasche (Filterasche) nach (Gl. 130) berechnet. Ein Teil der Flugasche verbleibt als nicht-intendierter Output im Rauchgasstrom (Gl. 131).

$$\dot{m}_{FA,EF} = \tau_{EF} \cdot \dot{m}_{FA,EF,In} \qquad \text{(Gl. 130)}$$

$$\dot{m}_{FA,EF,Out} = (1 - \tau_{EF}) \cdot \dot{m}_{FA,EF,In} \qquad \text{(Gl. 131)}$$

mit $\dot{m}_{FA,EF}$ Filterasche-Massenstrom (abgeschiedene Flugasche) [kg/a]

τ_{EF} Abscheidegrad des Elektrofilters [-]

$\dot{m}_{FA,EF,In}$ Flugasche-Massenstrom vor Staubabscheiden [kg/a]

$\dot{m}_{FA,EF,In} = \dot{m}_{RAG,FA}$ (nach (Gl. 74) Kapitel 5.4.2.3)

$\dot{m}_{FA,EF,Out}$ Flugasche-Massenstrom nach Staubabscheiden [kg/a]

Der gesamte Rauchgas-Massenstrom nach dem Staubabscheiden im Elektrofilter setzt sich wie in (Gl. 132) zusammen.

$$\begin{aligned}\dot{m}_{RAG,EF,Out} = {} & \dot{m}_{RAG,CO_2} + \dot{m}_{RAG,CO} + \dot{m}_{RAG,SO_2} + \dot{m}_{RAG,H_2O} \\ & + \dot{m}_{RAG,N_2} + \dot{m}_{RAG,NO} + \dot{m}_{RAG,O_2} + \dot{m}_{FA,EF,Out}\end{aligned} \qquad \text{(Gl. 132)}$$

mit $\dot{m}_{RAG,EF,Out}$ Rauchgas-Massenstrom nach Staubabscheiden [kg/a]

$\dot{m}_{FA,EF,Out}$ Flugasche-Massenstrom nach Staubabscheiden (Gl. 131) [kg/a]

$\dot{m}_{RAG,K}$ Komponenten-Massenströme im Rauchgas [kg/a]

Zur Berechnung des Energiebedarfs für das Staubabscheiden bzw. das Abscheiden der Flugasche aus dem Rauchgasstrom wird ein Koeffizient für den Bedarf elektrischer Energie definiert, mit dessen Hilfe der Energiebedarf für das Staubabscheiden nach (Gl. 133) berechnet werden kann. Die Energie zum Erzeugen der Filterspannung erhöht die Enthalpie der Flugasche und des Rauchgasstroms. Außerdem wird für die Spannungsversorgung des Elektrofilters ein Wirkungsgrad (η_{EF}) definiert, über den mit (Gl. 134) ein Wärmestrom berechnet wird, der als nicht-intendierter Output abgegeben wird. Im Modell wird die benötigte Energie vom Generator als elektrische „Hilfsenergie“ zur Verfügung gestellt.

$$\dot{E}_{E,EF} = \frac{\alpha_{E,EF} \cdot \dot{m}_{RAG,EF,In}}{\eta_{E,EF}} \quad \text{(Gl. 133)}$$

$$\dot{Q}_{VL,EF} = (1 - \eta_{EF}) \cdot \dot{E}_{E,EF} \quad \text{(Gl. 134)}$$

mit

$\dot{E}_{E,EF}$	„Hilfsenergie“ für den Betrieb des Elektrofilters [kJ/a]
$\alpha_{E,EF}$	spezifischer Koeffizient für den Energiebedarf [kJ/kg]
$\dot{m}_{RAG,EF,In}$	Rauchgas-Massenstrom [kg/a]
	$\dot{m}_{RAG,EF,In} = \dot{m}_{RAG}$ (nach (Gl. 75) Kapitel 5.4.2.3)
$\dot{Q}_{VL,EF}$	Verlust-Wärmestrom Staubabscheiden [kJ/a]
η_{EF}	Wirkungsgrad des Elektrofilters [-]

Der nach dem Staubabscheiden nutzbare Wärmestrom im Rauchgas wird nach (Gl. 135) berechnet. Der Enthalpiestrom der Flugasche berechnet sich nach (Gl. 136) und der Enthalpiestrom der Filterasche nach (Gl. 137).

$$\dot{Q}_{N,EF,Out} = \dot{Q}_{N,VW,Out} + \frac{\dot{m}_{RAG,EF,In} - \dot{m}_{FA,EF,In}}{\dot{m}_{RAG,EF,In}} \cdot \eta_{EF} \cdot \dot{E}_{E,EF} \quad \text{(Gl. 135)}$$

$$\Delta\dot{H}_{FA,EF,Out} = \Delta\dot{H}_{FA,ECO,Out} + \frac{(1 - \tau_{EF}) \cdot \dot{m}_{FA,EF,In}}{\dot{m}_{RAG,EF,In}} \cdot \eta_{EF} \cdot \dot{E}_{E,EF} \quad \text{(Gl. 136)}$$

$$\Delta\dot{H}_{FA,EF} = \Delta\dot{H}_{FA,ECO,Out} + \frac{\tau_{EF} \cdot \dot{m}_{FA,EF,In}}{\dot{m}_{RAG,EF,In}} \cdot \eta_{EF} \cdot \dot{E}_{E,EF} \quad \text{(Gl. 137)}$$

mit

$\dot{Q}_{N,EF,Out}$	nutzbarer Wärmestrom nach Staubabscheiden [kJ/a]
$\dot{Q}_{N,VW,Out}$	nutzbarer Wärmestrom nach Luftvorwärmung (Gl. 88) [kJ/a]
$\dot{m}_{RAG,EF,In}$	Rauchgas-Massenstrom [kg/a]
	$\dot{m}_{RAG,EF,In} = \dot{m}_{RAG}$ (nach (Gl. 75) Kapitel 5.4.2.3)
$\dot{m}_{FA,EF,In}$	Flugasche-Massenstrom vor Staubabscheiden [kg/a]
	$\dot{m}_{FA,EF,In} = \dot{m}_{RAG,FA}$ (nach (Gl. 74) Kapitel 5.4.2.3)
$\Delta\dot{H}_{FA,EF,Out}$	Enthalpiestrom der Flugasche nach Staubabscheiden [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{FA,ECO,Out}$	Flugasche-Enthalpiestrom nach Economizer (Gl. 105) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{FA,EF}$	Enthalpiestrom der abgeschiedenen Flugasche (Filterasche) [kJ/a]

Bevor das Rauchgas entschwefelt wird, wird es abgekühlt (Rauchgaskühlung). Der frei werdende Wärmestrom wird zur Vorwärmung der Verbrennungsluft genutzt. Die Enthalpie der im Rauchgas verbliebenen Flugasche bleibt für die Luftvorwärmung unberücksichtigt. Die Mindestenthalpie des wasser- und aschefreien Rauchgases geht vollständig in Nutzwärme über. Die dem Rauchgas entzogene und zur Luftvorwärmung benötigte Wärmemenge wird in Kapitel 5.4.2.4 mit (Gl. 87) bestimmt. Die Wärmeübertragung bei der Rauchgaskühlung wird mit dem Wirkungsgrad (η_{RAGK}) berechnet. Die im Rauchgas verbleibende nutzbare Wärmemenge berechnet sich nach (Gl. 138), der Verlust-Wärmestrom nach (Gl. 139).

$$\dot{Q}_{N,RAGK,Out} = (\dot{Q}_{N,VW,Out} + \Delta\dot{H}_{RAG,min}) \cdot \eta_{RAGK} - \dot{Q}_{RAGK} \quad \text{(Gl. 138)}$$

$$\dot{Q}_{VL,RAGK} = (\dot{Q}_{N,VW,Out} + \Delta\dot{H}_{RAG,min}) \cdot (1 - \eta_{RAGK}) \quad \text{(Gl. 139)}$$

mit

$\dot{Q}_{N,RAGK,Out}$	nutzbare Wärmemenge nach Rauchgaskühlung [kJ/a]
$\dot{Q}_{N,VW,Out}$	nutzbare Wärmemenge nach Luftvorwärmung (Gl. 88) [kJ/a]
$\Delta\dot{H}_{RAG,min}$	Rauchgas-Mindestenthalpiestrom (ohne FA) (Gl. 81) [kJ/a]
$\dot{Q}_{RAGK}$	Wärmemenge, die bei Rauchgaskühlung abgegeben wird (Gl. 87) [kJ/a]
$\dot{Q}_{VL,RAGK}$	Verlust-Wärmestrom bei der Rauchgaskühlung [kJ/a]
η_{RAGK}	Wirkungsgrad des Rauchgaskühlers [kJ/a]

Bei der Rauchgasentschwefelung wird hier der stöchiometrische Umsatz des im Rauchgas vorhandenen Schwefeldioxids (SO_2) zu Gips betrachtet. Die entsprechenden Koeffizienten für die Berechnung des Bedarfs an Kalk nach (Gl. 140), Betriebswasser nach (Gl. 141) und Luft, als trockene Luft aus N_2 und O_2 bestehend, nach (Gl. 142) werden den molaren Massen und aus der Stöchiometrie der (Rkt. 5) abgeleitet (siehe Kapitel 3.6.6). Wasser und Sauerstoff aus dem Rauchgas nehmen nicht an den Reaktionen teil. CO_2 wird als nicht-intendierter Output freigesetzt. Einflüsse anderer Rauchgaskomponenten auf die Entschwefelung bleiben unberücksichtigt. Für die Berechnung der Massenströme wird der Abscheidegrad (τ_{SO_2}) für SO_2 berücksichtigt.

$$\dot{m}_{CaCO_3,REA} = \alpha_{CaCO_3/SO_2} \cdot \tau_{SO_2} \cdot \dot{m}_{RAG,SO_2} \quad \text{(Gl. 140)}$$

$$\dot{m}_{BW,REA} = \alpha_{H_2O/SO_2} \cdot \tau_{SO_2} \cdot \dot{m}_{RAG,SO_2} \quad \text{(Gl. 141)}$$

$$\dot{m}_{L,REA} = \frac{\alpha_{O_2/SO_2} \cdot \tau_{SO_2} \cdot \dot{m}_{RAG,SO_2}}{\mu_{L,O_2}} \quad \text{(Gl. 142)}$$

mit

$\dot{m}_{CaCO_3,REA}$	Bedarf an Kalk [kg/a]
α_{CaCO_3/SO_2}	Koeffizient für die Bestimmung des Kalkbedarfs [kg/kg]
τ_{SO_2}	Abscheidegrad für SO_2 aus dem Rauchgas [-]
$\dot{m}_{RAG,SO_2}$	SO_2-Massenstrom im Rauchgas [kg/a] (nach (Gl. 68) Kapitel 5.4.2.3)
$\dot{m}_{BW,REA}$	Betriebswasserbedarf [kg/a]
α_{H_2O/SO_2}	Koeffizient für die Bestimmung des Betriebswasserbedarfs [kg/kg]
$\dot{m}_{L,REA}$	Luftbedarf [kg/a]
α_{O_2/SO_2}	Koeffizient für den stöchiometrischen Sauerstoffbedarf [kg/kg]
μ_{L,O_2}	Massenanteil an Sauerstoff in trockener Luft [-]

Die Menge des entstehenden Gipses (Kalziumsulfat – Dihydrat) wird mit (Gl. 143) berechnet.

$$\dot{m}_{CaSO_4x2H_2O} = \alpha_{CaSO_4x2H_2O/SO_2} \cdot \tau_{SO_2} \cdot \dot{m}_{RAG,SO_2} \quad \text{(Gl. 143)}$$

mit

$\dot{m}_{CaSO_4x2H_2O}$	Massenstrom Gips [kg/a]
$\alpha_{CaSO_4x2H_2O/SO_2}$	Koeffizient für die stöchiometrische Gipsentstehung [kg/a]

Bei der Reinigung des Rauchgases in der REA verändern sich die Massenströme seiner Komponenten SO_2 gemäß (Gl. 144), CO_2 gemäß (Gl. 145) und N_2 gemäß (Gl. 146). Das gereinigte Rauchgas wird nach der Rauchgasreinigung als Reingas bezeichnet.

$$\dot{m}_{REG,SO_2} = (1 - \tau_{SO_2}) \cdot \dot{m}_{RAG,SO_2} \quad \text{(Gl. 144)}$$

$$\dot{m}_{REG,CO_2} = \dot{m}_{RAG,CO_2} + \alpha_{CO_2/SO_2} \cdot \tau_{SO_2} \cdot \dot{m}_{RAG,SO_2} \quad \text{(Gl. 145)}$$

$$\dot{m}_{REG,N_2} = \dot{m}_{RAG,N_2} + (1 - \mu_{L,O_2}) \cdot \dot{m}_{L,REA} \quad \text{(Gl. 146)}$$

mit

$\dot{m}_{REG,SO_2}$	SO_2-Massenstrom im Reingasstrom nach REA [kg/a]
$\dot{m}_{REG,CO_2}$	CO_2-Massenstrom im Reingasstrom nach REA [kg/a]
$\dot{m}_{REG,N_2}$	N_2-Massenstrom im Reingasstrom nach REA [kg/a]
$\dot{m}_{RAG,CO_2}$	CO_2-Massenstrom im Rauchgas [kg/a] (nach (Gl. 66) Kapitel 5.4.2.3)
α_{CO_2/SO_2}	Koeffizient für die CO_2-Bildung [kg/kg]
$\dot{m}_{RAG,N_2}$	N_2-Massenstrom im Rauchgas [kg/a] (nach (Gl. 70) Kapitel 5.4.2.3)
μ_{L,O_2}	Massenanteil an Sauerstoff in trockener Luft [-]

Für die Berechnung der Stoff- und Energieströme in der Rauchgasreinigung werden hier für die Abscheidegrade von Staub und SO_2 aus dem Rauchgasstrom vereinfacht konstante Werte eingesetzt, die sich daran orientieren, dass die gesetzlichen Anforderungen an die Emissionswerte im Reingas eingehalten werden können. Schwankungen des Volumenstroms und der Frachten im Rauchgas werden nicht berücksichtigt.

Die Massenströme der Rauchgas-Komponenten CO, NO, O_2, H_2O und Flugasche bleiben in der REA konstant. Aus den Komponenten-Massenströmen ergibt sich der Gesamtmassenstrom des Reingases ($\dot{m}_{REG}$) nach (Gl. 147).

$$\begin{aligned}\dot{m}_{REG} = {} & \dot{m}_{REG,CO_2} + \dot{m}_{REG,CO} + \dot{m}_{REG,N_2} + \dot{m}_{REG,NO} \\ & + \dot{m}_{REG,SO_2} + \dot{m}_{REG,O_2} + \dot{m}_{REG,H_2O} + \dot{m}_{REG,FA}\end{aligned} \quad \text{(Gl. 147)}$$

$\dot{m}_{REG,CO} = \dot{m}_{RAG,CO}$ (Gl. 67)
$\dot{m}_{REG,NO} = \dot{m}_{RAG,NO}$ (Gl. 71)
$\dot{m}_{REG,O_2} = \dot{m}_{RAG,O_2}$ (Gl. 72)
$\dot{m}_{REG,H_2O} = \dot{m}_{RAG,H_2O}$ (Gl. 69)
$\dot{m}_{REG,FA} = \dot{m}_{FA,EF,Out}$ (Gl. 131)

Für die Berechnung des Energieaufwandes zur Entschwefelung des Rauchgases wird (Gl. 148) aufgestellt.

$$\dot{E}_{E,REA} = [\alpha_{E,REA,1} + \alpha_{E,REA,2} \cdot (\tau_{SO_2})^{20}] \cdot \dot{m}_{RAG,SO_2} \quad \text{(Gl. 148)}$$

mit

$\dot{E}_{E,REA}$	„Hilfsenergie“ für den Betrieb der REA [kJ/a]
$\alpha_{E,REA}$	spezifische Koeffizienten für den Energiebedarf der REA [kJ/kg]
$\dot{m}_{RAG,SO_2}$	SO_2-Massenstrom im Rauchgas [kg/a] (nach (Gl. 68) Kapitel 5.4.2.3)

5.4.3 Inputs und Outputs beim Kraftwerksbetrieb

Tabelle 10 fasst die Inputs und Outputs des Stoff- und Energiestromnetzes „Kraftwerksbetrieb“ zusammen.

Tabelle 10: Inputs und Outputs für das Stoff- und Energiestromnetz „Kraftwerksbetrieb“

Inputs		***Outputs***	
$\dot{m}_{RBK}$	Rohbraunkohle [kg/a], [t/a]	$\dot{W}_{E,T}$ $P_{E,netto}$	bereitgestellte elektrische Leistung [MW]
$\dot{m}_{C}$	C-Massenstrom [kg/a], [t/a]	***Nicht-intendierte Outputs***	
$\dot{m}_{H}$	H-Massenstrom [kg/a], [t/a]	$\dot{m}_{REG}$	Reingas-Massenstrom insgesamt [kg/a], [t/a]
$\dot{m}_{S}$	S-Massenstrom [kg/a], [t/a]	$\dot{m}_{REG,af}$	Reingas-Massenstrom, aschefrei [kg/a], [t/a]
$\dot{m}_{N}$	N-Massenstrom [kg/a], [t/a]	$\dot{m}_{REG,CO_2}$	CO_2-Massenstrom [kg/a], [t/a]
$\dot{m}_{O}$	O-Massenstrom [kg/a], [t/a]	$\dot{m}_{REG,CO}$	CO-Massenstrom [kg/a], [t/a]
$\dot{m}_{W}$	Wasser-Massenstrom [kg/a], [t/a]	$\dot{m}_{REG,N_2}$	N_2-Massenstrom [kg/a], [t/a]
$\dot{m}_{A}$	Asche-Massenstrom [kg/a], [t/a]	$\dot{m}_{REG,NO}$	NO-Massenstrom [kg/a], [t/a]
		$\dot{m}_{REG,SO_2}$	SO_2-Massenstrom [kg/a], [t/a]
		$\dot{m}_{REG,O_2}$	O_2-Massenstrom [kg/a], [t/a]
$\dot{m}_{L,VB}$	Verbrennungsluft [kg/a], [m³/a]	$\dot{m}_{REG,H_2O}$	H_2O-Massenstrom [kg/a], [t/a]
$\dot{V}_{KÜ}$	Kühlwasser [m³/a]	$\dot{m}_{REG,FA}$	Flugasche-Massenstrom [kg/a], [t/a]
		$\dot{m}_{A,F}$	Feuerraumasche [kg/a], [t/a]
		$\Delta\dot{H}_{A,F}$	Enthalpiestrom der Feuerraumasche [kJ/a]
		$\dot{m}_{FA,EF}$	Filterasche [kg/a], [t/a]
		$\Delta\dot{H}_{FA,EF}$	Filterasche-Enthalpiestrom [kg/a], [t/a]
		$\dot{V}_{KÜ}$	Kühlwasser-Volumenstrom [m³/a]
		$\Delta\dot{H}_{KÜ,RK}$	Enthalpiestrom des Kühlwassers [kJ/a]
		$\dot{m}_{CaSO_4x2H_2O}$	Gips [kg/a], [t/a]
$\dot{V}_{BW,REA}$	REA-Betriebswasser [m³/a]	$\dot{Q}_{RK}$	Abwärme aus dem Kühlturm [kJ/a]

$\dot{m}_{L,REA}$	REA-Luft [kg/a], [m³/a]	$\dot{Q}_{VL,FZ}$	Verlust-Wärmestrom aus der Feinzerkleinerung [kJ/a]
$\dot{m}_{CaCO_3,REA}$	REA-Kalk [kg/a], [t/a]	$\dot{Q}_{VL,KE}$	Verlust-Wärmestrom aus der Kesseleinheit [kJ/a]
$\dot{E}_{E,KW}$	Eigenenergiebedarf für Kraftwerksbetrieb [MWh/a]	$\dot{Q}_{VL,VW}$	Verlust-Wärmestrom aus der Luftvorwärmung [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,VD}$	Verlust-Wärmestrom aus dem Verdampfer [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,Ü}$	Verlust-Wärmestrom aus dem Überhitzer [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,ZÜ}$	Verlust-Wärmestrom aus dem Zwischenüberhitzer [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,SWP}$	Verlust-Wärmestrom aus der Speisewasserpumpe [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,ECO}$	Verlust-Wärmestrom aus dem Economizer [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,HT}$	Verlust-Wärmestrom aus der Hochdruckturbine [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,MT}$	Verlust-Wärmestrom aus der Mitteldruckturbine [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,NT}$	Verlust-Wärmestrom aus der Niederdruckturbine [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,GE}$	Verlust-Wärmestrom vom Generator [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,T}$	Verlust-Wärmestrom vom Transformator [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,KÜP}$	Verlust-Wärmestrom aus der Kühlwasserpumpe [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,EF}$	Verlust-Wärmestrom beim Staubabscheiden [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL,RAGK}$	Verlust-Wärmestrom bei Rauchgaskühlung [kJ/a]
		$\dot{Q}_{VL}$	Verlust-Wärmestrom insgesamt [kJ/a]

5.5 CO_2-Abscheiden und Verdichten

5.5.1 Stoff- und Energiestromnetz

Abscheiden und Verdichten von CO_2 aus dem Reingasstrom sind als Subsysteme zweiter Ordnung dem Subsystem erster Ordnung 03.09 „CO_2-Abscheiden und Verdichten“ zugeordnet. Hier werden zwei Subsysteme zweiter Ordnung in die Untersuchung einbezogen

03.09.01 „Chemische Absorption“ und

03.09.03 „CO_2-Verdichten“.

Beide Prozesse werden in einem separaten Stoff- und Energiestromnetz abgebildet als Ergänzung zum Netz „Kraftwerksbetrieb“. Die beiden Netze stellen zusammen das Teilsystem 03 „Verstromung“ dar. Der CO_2-Massenstrom aus dem Reingasstrom verbindet die beiden Netze. Aus dem Netz für den Kraftwerksbetrieb wird der CO_2-Massenstrom an das Netz „CO_2-Abscheiden und Verdichten“ weitergeleitet. Das Stoff- und Energiestromnetz „CO_2-Abscheiden und Verdichten“ umfasst zwei Transitionen, vier Input-, zwei Output-Stellen und eine Verbindungs-Stelle. Acht Stoff- und Energieströme verbinden Transitionen und Stellen. Abbildung 36 zeigt das Stoff- und Energiestromnetz „CO_2-Abscheiden und Verdichten“.

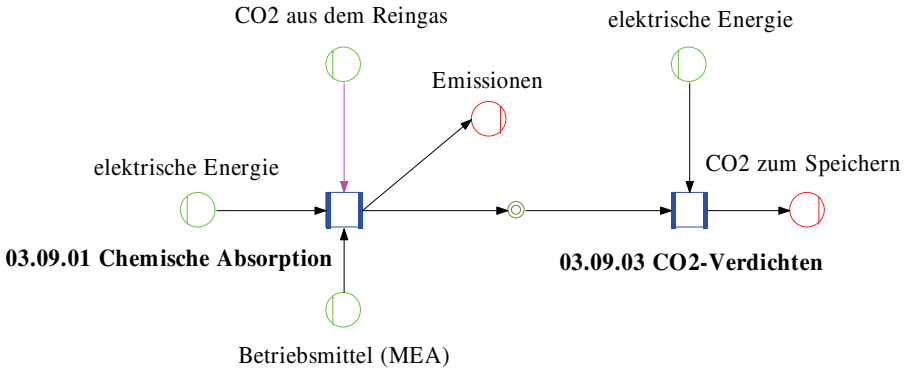


Abbildung 36: Stoff- und Energiestromnetz für das CO_2-Abscheiden und Verdichten

5.5.2 Prozessmodelle

In den folgenden Kapiteln werden die Prozessmodelle für die beiden Prozesse CO_2-Abscheiden und CO_2-Verdichten abgeleitet und die dabei freigesetzten nicht-intendierten Outputs aufgezeigt.

5.5.2.1 CO_2-Abscheiden

Hier wird das Abscheiden des CO_2 aus dem Reingasstrom mittels Aminwäsche beschrieben. Bei der Aminwäsche als chemisches Absorptionsverfahren reagiert das CO_2 im Absorber mit dem Absorptionsmittel (vergleiche Kapitel 3.6.7). Dabei ist die Waschmittelmenge proportional zur auszuwaschenden Gasmenge und wird somit von der CO_2-Konzentration bestimmt. Auf Grund der chemischen Bindung des CO_2 an das Absorptionsmittel ist die Regeneration über Wärmezufuhr sehr energieaufwändig. Beladung und Energiebedarf für die Regeneration sind vom eingesetzten Amin abhängig.

Problematisch sind irreversible Reaktionen der Waschmittel mit H_2S, SO_2 und NO_x. Deshalb werden diese Komponenten durch Primärmaßnahmen bei der Feuerung im Rauchgas vermieden oder in der Rauchgasreinigung (sekundäre Maßnahmen) soweit wie möglich entfernt. Die Rauchgasreinigung ist in einem Kraftwerk mit einer nachgeschalteten CO_2-Abscheidung aufwändiger als in einem Kraftwerk ohne CO_2-Abscheidung. Trotzdem ist mit einem Verbrauch an Waschmittel zu rechnen. Außerdem findet eine Degradation des Waschmittels statt (Abbau bzw. Zerfall der Amine durch Oxidation mit Sauerstoff), so dass stets eine bestimmte Menge frischen Absorptionsmittels zugegeben werden muss, um die Effizienzverluste bei der Abscheidung auszugleichen. [Radgen et al., 2006]

Hier wird Monoethanolamin (MEA, $C_2H_4OHNH_2$) zur CO_2-Abscheidung eingesetzt. MEA ist eine giftige, brennbare, korrosive, farblose Flüssigkeit, die durch Reaktion von Ethylenoxid mit Ammoniak hergestellt wird. Für die Absorption/Desorption des CO_2 durch MEA gilt (Rkt. 24). [Strauß, 2006]

$$C_2H_4OHNH_2 + H_2O + CO_2 \leftrightarrow C_2H_4OHNH_3^+ + HCO_3^- \qquad \text{(Rkt. 24)}$$

Zur Berechnung des Energiebedarfs für die CO_2-Abscheidung aus dem Reingas des Kraftwerks, insbesondere die Regeneration des Absorptionsmittels nach (Gl. 149), wird ein Verbrauchskoeffizient (für elektrische Energie entsprechend dem erforderlichen Wärmestrom) definiert.

$$\dot{E}_{E,AB} = \alpha_{E,AB} \cdot \dot{m}_{CO_2,AB} \qquad \text{(Gl. 149)}$$

mit
- $\dot{E}_{E,AB}$ Energieverbrauch für das Abscheiden von CO_2 [kWh/a]
- $\alpha_{E,AB}$ Verbrauchskoeffizient für elektrische Energie beim CO_2-Abscheiden, bezogen auf abgeschiedenes CO_2 [kWh/t]
- $\dot{m}_{CO_2,AB}$ Massenstrom an abgeschiedenem CO_2 [kg/a], [t/a]

Zur Berechnung der abgeschiedenen Menge an CO_2 wird der Abscheidegrad für CO_2 aus dem Reingasstrom definiert (Gl. 150). Das restliche CO_2 wird als nicht-intendierter Output nach der CO_2-Abscheidung mit dem Abgasstrom freigesetzt und kann nach (Gl. 151) berechnet werden.

$$\dot{m}_{CO_2,AB} = \tau_{CO_2} \cdot \dot{m}_{CO_2,REG} \qquad \text{(Gl. 150)}$$

$$\dot{m}_{CO_2.AG} = (1 - \tau_{CO_2}) \cdot \dot{m}_{CO_2,REG} \qquad \text{(Gl. 151)}$$

mit
- τ_{CO_2} Abscheidegrad für CO_2 [-]
- $\dot{m}_{CO_2,REG}$ CO_2-Massenstrom im Reingas nach Entstaubung und REA [t/a]
- $\dot{m}_{CO_2,AG}$ CO_2-Massenstrom im Abgas nach CO_2-Abscheiden [t/a]

Für die Berechnung des Bedarfs an MEA nach (Gl. 152) wird ebenfalls ein Verbrauchskoeffizient definiert, der den nicht-intendierten Austrag des Lösungsmittels mit dem abgeschiedenen CO_2-Massenstrom berücksichtigt. Der gleiche Massenstrom an MEA muss zugeführt werden als Ersatz für den ausgetragenen Massenstrom.

$$\dot{m}_{MEA,In} = \dot{m}_{MEA,Out} = \alpha_{MEA} \cdot \dot{m}_{CO_2,AB} \qquad \text{(Gl. 152)}$$

mit
- $\dot{m}_{MEA,In}$ zugeführter MEA-Massenstrom [t/a]
- $\dot{m}_{MEA,Out}$ ausgetragener MEA-Massenstrom [t/a]

α_{MEA} Bedarf an MEA bezogen auf abgeschiedenes CO_2 [t/t]

5.5.2.2 CO_2-Verdichten

Für die Berechnung des Energieaufwandes für das Verdichten des abgeschiedenen CO_2 nach (Gl. 153) wird ein Verbrauchskoeffizient für elektrische Energie definiert.

$$\dot{E}_{E,VDT} = \alpha_{E,VDT} \cdot \dot{m}_{CO_2,AB} \quad \text{(Gl. 153)}$$

mit $\dot{E}_{E,VDT}$ Energieverbrauch für das Verdichten von CO_2 [kWh/a]

$\alpha_{E,VDT}$ Verbrauchskoeffizient für elektrische Energie beim CO_2-Verdichten, bezogen auf abgeschiedenes CO_2 [kWh/t]

$\dot{m}_{CO_2,AB}$ Massenstrom an abgeschiedenem CO_2 [t/a]

5.5.3 Inputs und Outputs beim Abscheiden und Verdichten von CO_2

In Tabelle 11 sind die Inputs und Outputs für den Kraftwerksbetrieb mit Abscheiden und Verdichten von CO_2 zusammengefasst.

Tabelle 11: Inputs und Outputs für die Stoff- und Energiestromnetze „Kraftwerksbetrieb“ und „CO_2-Abscheiden und Verdichten“

Inputs		***Nicht-intendierte Outputs***	
$\dot{E}_{E,AB}$	Energieverbrauch für das Abscheiden von CO_2 aus dem Reingasstrom [MWh/a]	$\dot{m}_{CO_2,AB}$	abgeschiedener CO_2-Massenstrom [t/a]
$\dot{E}_{E,VDT}$	Energieverbrauch für das Verdichten des abgeschiedenen CO_2 [MWh/a]	$\dot{m}_{MEA,Out}$	ausgetragener MEA-Massenstrom [t/a]
$\dot{E}_{E,KW}$	Eigenenergiebedarf für Kraftwerksbetrieb [MWh/a]	$\dot{m}_{AG,af}$	Abgas-Massenstrom, wasser- und aschefrei [kg/a]
$\dot{V}_{BW,REA}$	REA-Betriebswasser [m³/a]	$\dot{m}_{AG,CO_2}$	CO_2-Massenstrom im Abgas [kg/a]
$\dot{m}_{L,REA}$	REA-Luft [kg/a], [m³/a]	$\dot{m}_{AG,SO_2}$	SO_2-Massenstrom im Abgas [kg/a]
$\dot{m}_{CaCO_3,REA}$	REA-Kalk [kg/a], [t/a]	$\dot{m}_{CaSO_4 x 2H_2O}$	Gips [kg/a]
$\dot{m}_{MEA,In}$	MEA [t/a]	$\dot{Q}_{VL}$	Verlust-Wärmestrom insgesamt [kJ/a]
$\dot{m}_{CO_2,REG}$	CO_2-Massenstrom im Reingas [t/a]		

6 Fallbeispiele für die Berechnung nicht-intendierter Outputs bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle

In diesem Kapitel werden die nicht-intendierten Outputs, die bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle entstehen, beispielhaft berechnet für die bergbauliche Gewinnung der Braunkohle in einem Tagebaubetrieb mit Direkt-Versturz-System und ihre Verstromung in einem grubennahen konventionellen Dampfkraftwerk. Diese Betriebsvariante findet sich beispielsweise im Lausitzer Braunkohlenrevier. Werte für die in Kapitel 5 definierten Modellparameter und Daten für den Tagebau- und Kraftwerksbetrieb werden aus der Literatur entnommen.

6.1 Braunkohlentagebau mit Direkt-Versturz-System

Zunächst wird ein Braunkohlentagebau mit Direkt-Versturz-System beschrieben. Auf dieser Grundlage werden die Stoff- und Energieströme mit dem in Umberto erstellten Netz für den Tagebaubetrieb (Kapitel 5.2) berechnet und die nicht-intendierten Outputs angegeben.

6.1.1 Allgemeine Beschreibung

Die Nutzungsdauer des hier beispielhaft betrachteten Braunkohlentagebaus mit Direkt-Versturz-System beträgt 45 Jahre. Abgebaut wird ein 10 bis 12 m mächtiges Flöz, das mit Sand, Kies, Schluff und Ton überdeckt ist. Die Mächtigkeit des Deckgebirges beträgt ca. 70 m. Im Brückenbetrieb arbeitet eine Abraumförderbrücke mit drei angeschlossenen Eimerkettenbaggern, die das Deckgebirge bis zu einer Mächtigkeit von ca. 60 m in einem Arbeitsgang abtragen. Der Abraum wird ca. 600 m über den offenen Tagebau transportiert und auf der Kippenseite verstürzt. Ein Schaufelradbagger gewinnt der Förderbrücke voraus das Deckgebirge bis zu einer Mächtigkeit von ca. 10 m im Vorschnitt. Über eine Bandanlage wird der Abraum zur Kippenseite des Tagebaus gefördert und dort mit einem Bandabsetzer verkippt. Dabei wird die Kippe der Abraumförderbrücke überzogen. Drei Schaufelradbagger und zwei Eimerkettenbagger gewinnen im Grubenbetrieb die Rohbraunkohle. Die Braunkohle wird von den Baggern bzw. in Kombination mit drei Bandwagen auf eine Bandanlage geladen, mit der sie zur Verladeanlage gefördert wird. Hier wird die Rohbraunkohle in Kohlezüge verladen und über eine Entfernung von ca. 7,5 km zum Kraftwerk transportiert. [Schroeckh, 2007], [Klocek, 2009]

Der Bezugszeitraum für die Berechnung der nicht-intendierten Outputs im Regelbetrieb eines Braunkohlentagebaus beträgt ein Betriebsjahr. Während eines Betriebsjahres werden in dem hier betrachteten Tagebau 14,85 Mio. t Rohbraunkohle abgebaut und zum Kraftwerk gefördert. Der Braunkohlentagebau wird durch folgende Angaben charakterisiert

- Abraum : Kohle-Verhältnis beträgt α_{AR} = 7,0 m³/t,
    - davon im Vorschnittbetrieb $\alpha_{AR,V}$ = 1,0 m³/t,
    - davon im Brückenbetrieb $\alpha_{AR,B}$ = 6,0 m³/t,
- Grubenwasser : Kohle-Verhältnis beträgt α_{GW} = 6,6 m³/t,
    - davon Wasser aus Filterbrunnenentwässerung α_{FBE} = 5,44 m³/t,
    - davon Wasser aus Oberflächenentwässerung α_{OFE} = 1,16 m³/t.

Zur Freihaltung des Tagebaubereichs wird mit Filterbrunnen Grundwasser aus einer Tiefe von bis zu 100 m gehoben (Filterbrunnenwasser) und zu einer Grubenwasserreinigungsanlage (GWRA) abgeleitet. Außerdem wird stark belastetes Oberflächenwasser gefasst und zu einer anderen GWRA abgeleitet. Das gereinigte Grubenwasser wird zur Versorgung des grubennahen Kraftwerks, zur Versorgung grundwasserabhängiger Landschaftsbestandteile und zur Aufrechterhaltung der Mindestwasserführung der im Einzugsbereich liegenden Vorfluter eingesetzt. [Braunkohlenplan, 2002], [Klocek, 2009]

Aus diesen Angaben lassen sich fünf Stoffströme bestimmen, die dem Stoffstromnetz „Tagebaubetrieb“ für die Berechnung der nicht-intendierten Outputs vorgegeben werden

- $\dot{m}_{RBK}$ = 14.850.000 t/a, Jahresfördermenge an Rohbraunkohle,
- $\dot{V}_{AR,V}$ = 14.850.000 m³/a, Abraum-Volumenstrom im Vorschnittbetrieb,
- $\dot{V}_{AR,B}$ = 89.100.000 m³/a, Abraum-Volumenstrom im Brückenbetrieb,
- $\dot{V}_{FBW}$ = 80.710.000 m³/a, Filterbrunnenwasser-Volumenstrom und
- $\dot{V}_{OFW}$ = 17.300.000 m³/a, Oberflächenwasser-Volumenstrom.

Für die Berechnung des Stoffstromnetzes wird für den Abraum eine Schüttdichte von $\rho_{SD,AR}$ = 1,5 t/m³ und für die Rohbraunkohle von $\rho_{SD,RBK}$ = 0,75 t/m³ angenommen. [Kunze et al., 2002]

Zusätzlich zu den Stoffströmen und dem Energieverbrauch wird die Nutzung der vom Tagebau in Anspruch genommenen Fläche betrachtet. In insgesamt 45 Jahren Nutzungsdauer werden von dem Tagebau insgesamt ca. 8.000 ha Fläche in Anspruch genommen. Die Arten der Nutzung und die Größe der Flächen vor dem Aufschluss des Tagebaus sowie die nach Rekultivierung angestrebten Größenordnungen an Flächen für landwirtschaftliche, forstwirtschaftliche, fischereiwirtschaftliche und wasserwirtschaftliche Nutzung sind in Tabelle 12 gegenüber gestellt.

Tabelle 12: Flächennutzung [Braunkohlenplan, 2002]

Nutzung	***Fläche vor der bergbaulichen Gewinnung***	***Fläche nach der bergbaulichen Gewinnung***
Landwirtschaft	2.620 ha (33 %)	2.000 ha (25 %)
Forstwirtschaft	4.750 ha (59 %)	3.780 ha (47 %)
Renaturierungsflächen		1.200 ha (15 %)
Wasserflächen	90 ha (1 %)	940 ha (12 %)
Sonstige Flächen (Straßen, Wege etc.)	540 ha (7 %)	80 ha (1 %)
	8.000 ha	8.000 ha

Aus den Angaben in Tabelle 12 wird ersichtlich, dass die Wiederherstellung der vorbergbaulichen Landschaft nicht angestrebt werden kann, da durch die Gewinnung der Braunkohle ein Volumendefizit als Restloch entsteht, das später geflutet werden wird. Dies hat einen erheblichen Anstieg der Wasserflächen zur Folge. Da ein vollständiger Ausgleich der in Anspruch genommenen landwirtschaftlich genutzten Fläche nicht möglich ist, wird die

Herstellung höherwertiger Flächen angestrebt, was bei der Wiedernutzbarmachung der Kippenflächen insbesondere durch die Herstellung einer Abschlussschicht (obere 2 m) durch Verkippung kulturfähigen, bindigen Substrats aus dem Vorschnittbetrieb erreicht werden kann. Nach Abschluss der bergbaulichen Tätigkeiten werden Waldflächen wie vor ihrer Aufnahme den größten Flächenanteil des Tagebaubereiches ausmachen.

Insgesamt werden nach abgeschlossener Rekultivierung 76 % der vor der Nutzung zur Verfügung stehenden Fläche für eine landwirtschaftliche Nutzung zur Verfügung stehen. 80 % der vor der Nutzung vorhandenen Waldfläche werden wieder hergestellt. Zusätzlich wird sich auf einem Teil der Renaturierungsflächen Wald entwickeln. Die Wasserfläche wird etwa zehnmal so groß wie vor der Nutzung des Gebietes als Braunkohlentagebau. Etwa 15 % der Fläche mit sonstiger Nutzung stehen nach der Rekultivierung noch zur Verfügung.

Mit einer Nutzungsdauer von 45 Jahren, einer insgesamt in Anspruch genommenen Fläche von 8.000 ha und einer Jahresförderung von 14,85 Mio. t Braunkohle werden Flächennutzung (FN_{TGB}) und Flächenumwandlung (FU_{TGB}) nach den Gleichungen (Gl. 1) und (Gl. 2) 5,387 m²·a/t bzw. 0,120 m²/t bestimmt.

6.1.2 Modellparameter

Die in Kapitel 5.2.2 definierten Koeffizienten sind den einzelnen Transitionen in Umberto als lokale Parameter hinterlegt, denen Werte zugewiesen werden können.

Die Staubbildung in einem Tagebau wird maßgeblich von den Witterungsbedingungen (wie z.B. Trockenheit und Wind) beeinflusst. Insbesondere auf den Kippenflächen entstehen zeitweise erhebliche Staubemissionen, die hier nicht berücksichtigt werden können. Für die Berechnung der bei der Gewinnung, Förderung und Verkippung von Abraum bzw. der Gewinnung, Förderung und beim Verladen der Rohbraunkohle entstehenden Staubemissionen wird hier nach Angaben von [Borken et al., 1999] für Bagger und Lader ein Emissionskoeffizient für Staub bezogen auf das bewegte Volumen eingesetzt $\varepsilon_{ST} = 1{,}9 \cdot 10^{-5}$ kg/m³. Mit Hilfe dieses Koeffizienten können die Massenströme an Staub berechnet werden, die als nicht-intendierte Outputs im Vorschnitt-, Brücken- und Grubenbetrieb freigesetzt werden. Der Emissionskoeffizienten für Methan im Braunkohlentagebaubetrieb wird nach Angaben von [Pospischill, 1993] bezogen auf den Energieinhalt der geförderten Rohkohle bestimmt zu $\varepsilon_{CH_4} = 1{,}4 \cdot 10^{-9}$ kg/kJ.

Für die Koeffizienten, mit denen als Modellparameter der Energieverbrauch im Tagebaubetrieb berechnet wird, werden folgende Werte angenommen

- für das Lösen, Fördern und Verkippen von Abraum im Vorschnittbetrieb (Abraumbandbetrieb) $\alpha_{E,V} = 2{,}777$ kWh/m³Abraum (= 9.997,2 kJ/m³),
- für das Lösen, Fördern und Verkippen von Abraum im Brückenbetrieb $\alpha_{E,B} = 1{,}087$ kWh/m³ Abraum (= 3.913,2 kJ/m³),
- für das Lösen, Fördern und Verladen von Rohbraunkohle im Grubenbetrieb $\alpha_{E,G} = 2{,}557$ kWh/t Braunkohle (= 9.205,2 kJ/t),
- für die diskontinuierliche Zugförderung mit elektrisch angetriebenen Zügen (Fahrstrom) $\alpha_{E,ZF} = 1{,}414$ kWh/t Rohbraunkohle (= 5.090,4 kJ/t) und
- für Filterbrunnen- und Oberflächenentwässerung mit $\alpha_{E,FBE} = \alpha_{E,OFE} = 0{,}666$ kWh/m³ Grubenwasser (= 2.397,6 kJ/m³). [Merten & Kühndelt, 1994]

Die Angaben zum Energieverbrauch liegen in Bereichen, die auch [Kunze et al., 2002] angeben.

Für den Verbrauch an Dieselkraftstoff im Tagebaubetrieb bezogen auf die gewonnene und geförderte Menge Rohbraunkohle wird ein Koeffizient von [Strzodka & Slaby, 1990] übernommen α_D = 0,129 kg/t.

Mit Hilfe der angegebenen Parameter werden die Stoffströme und Energieverbräuche im Tagebaubetrieb mit dem in Kapitel 5.2 vorgestellten Stoff- und Energiestromnetz in Umberto berechnet.

6.1.3 Ergebnisse

Die für ein Betriebsjahr in dem oben beschriebenen Tagebau mit dem Stoff- und Energiestromnetz „Tagebaubetrieb“ berechneten Ergebnisse für die ein- und ausgehenden Stoff- und Energieströme sind in Tabelle 13 zusammengefasst (vergleiche Tabelle 7).

Aus Tabelle 13 wird ersichtlich, dass der Abraum ($\dot{V}_{AR,V}$, $\dot{V}_{AR,B}$) und die anfallenden Grubenwässer (aus der Filterbrunnenentwässerung $\dot{V}_{FBW}$ und aus der Oberflächenentwässerung $\dot{V}_{OFW}$) mengenmäßig die wichtigsten nicht-intendierten Outputs im Tagebaubetrieb sind. Der Abraum bzw. die durch seine Verkippung entstehende Haldenlandschaft und die Grubenwässer mit ihren Komponenten sind nicht-intendierte Outputs, die hohe Kosten verursachen. Die Reinigung der Grubenwässer wird in Kapitel 6.2 genauer untersucht.

Weiterhin als nicht-intendierte Outputs werden im Tagebaubetrieb Staub ($\dot{m}_{ST,TGB}$), Methan ($\dot{m}_{CH_4,G}$) und Dieselabgas ($\dot{m}_{DA}$) freigesetzt. Holz, Torf, Findlinge, Kies, Sand und Ton im Deckgebirge werden von dem aufgestellten Modell nicht berücksichtigt. Sie stellen eventuell gewinnbringende nicht-intendierte Outputs im Sinne des Kapitels 2.1.6 dar.

Zusätzlich wird der Energieverbrauch des Tagebaubetriebes angegeben. Am meisten elektrische Energie verbraucht unter den hier angegebenen Bedingungen der Brückenbetrieb (36,9 %), gefolgt von der Filterbrunnenentwässerung (20,5 %), dem Vorschnitt- (15,7 %) und Grubenbetrieb (14,5 %), der Zugförderung (8,0 %) und der Oberflächenentwässerung (4,4 %).

Tabelle 13: Inputs und Outputs für einen Braunkohlentagebau mit Direkt-Versturz-System

Inputs		***Outputs***	
$\dot{E}_{E,V}$	41.238 MWh/a	$\dot{m}_{RBK}$	14,85 Mio. t/a
$\dot{E}_{E,B}$	96.853 MWh/a	***Nicht-intendierte Output***s	
$\dot{E}_{E,G}$	37.972 MWh/a	$\dot{V}_{AR,V}$	14,85 Mio. m³/a
$\dot{E}_{E,ZF}$	20.998 MWh/a	$\dot{V}_{AR,B}$	89,10 Mio. m³/a
		$\dot{V}_{AR,TGB}$	103,95 Mio. m³/a
$\dot{E}_{E,FBE}$	53.753 MWh/a	$\dot{V}_{FBW}$	80,71 Mio. m³/a
$\dot{E}_{E,OFE}$	11.522 MWh/a	$\dot{V}_{OFW}$	17,30 Mio. m³/a
$\dot{E}_{E,TGB}$	262.336 MWh/a	$\dot{V}_{GW,TGB}$	98,01 Mio. m³/a
		$\dot{m}_{CH_4,G}$	180,0 t/a
		$\dot{m}_{ST,V}$	282 kg/a
		$\dot{m}_{ST,B}$	1.693 kg/a
		$\dot{m}_{ST,G}$	376 kg/a
		$\dot{m}_{ST,TGB}$	2,4 t/a
		$\dot{m}_{DA,CO_2}$	6.071,2 t/a
$\dot{m}_D$	1.915,7 t/a	$\dot{m}_{DA,CO}$	17,1 t/a
$\dot{m}_L$	18.433,1 t/a	$\dot{m}_{DA,CH_4}$	250 kg/a
		$\dot{m}_{DA,NOx}$	79,1 t/a
		$\dot{m}_{DA,N_2O}$	250 kg/a
		$\dot{m}_{DA,NMVOC}$	250 kg/a
		$\dot{m}_{DA,SO_2}$	6,3 t/a
		$\dot{m}_{DA,RL}$	14.167,7 t/a
		$\dot{m}_{DA,ST}$	6,6 t/a
		$\dot{m}_{DA}$	20.348,8 t/a

6.2 Grubenwasserreinigung

In diesem Kapitel werden mit dem in Umberto erstellten Netz (Kapitel 5.3) die bei der Grubenwasserreinigung (GWR) entstehenden Stoffströme am Beispiel zweier verschiedener Grubenwässer berechnet und die nicht-intendierten Outputs angegeben. Das erstellte Modell wird weiterhin dazu verwendet, mehrere Szenarien der GWR zu berechnen. Die Ergebnisse werden in der Auswertung diskutiert.

6.2.1 Allgemeine Beschreibung

In dem in Kapitel 6.1 beschriebenen Braunkohlentagebau werden an mehreren Stellen Grubenwässer gefasst und verschiedenen Grubenwasserreinigungsanlagen (GWRA) zugeleitet

- $\dot{V}_{GW}$ = 98.010.000 m³/a Grubenwassermenge insgesamt, davon ist
    - $\dot{V}_{FBW}$ = 80.710.000 m³/a Filterbrunnenwasser und
    - $\dot{V}_{OFW}$ = 17.300.000 m³/a stark belastetes Oberflächenwasser.

Tabelle 14 gibt einen Überblick über die Grubenwasserströme und ihre wichtigsten Inhaltsstoffe (Komponenten).

Tabelle 14: Komponenten der Grubenwasserströme [Müller, 2007], [Janneck, 2007]

Parameter & Stoffströme	***Grubenwasser***	
	Oberflächenwasser	Filterbrunnenwasser
pH-Wert	4,9	3,4
$c_{GW,Fe^{2+}}$ [mg/l]	648	118
$c_{GW,Fe^{3+}}$ [mg/l]	2	10
$c_{GW,SO_4^{2-}}$ [mg/l]	2.600	760
$c_{GW,Ca^{2+}}$ [mg/l]	455	keine Angabe
$c_{GW,H_2CO_3^*}$ [mg/l]	580	10,8

Für die Berechnungen werden gelöstes Eisen(II) und Eisen(III), Sulfat, Kalzium und Kohlensäure als Komponenten im Grubenwasserstrom berücksichtigt. Die niedrige Konzentration an Kohlensäure im Wasserstrom aus den Filterbrunnen kommt dadurch zustande, dass das Filterbrunnenwasser mehrere Kilometer weit in einem offenen Graben fließt und zusätzlich in einem Becken zwischengespeichert wird. Währenddessen kann die überschüssige Kohlensäure ausgasen. Minerale im Nebengestein enthalten eventuell Spuren von Schwermetallen, die durch saure Wässer mobilisieren werden können (siehe Kapitel 3.4.4). Die Konzentration von Schwermetallen im Grubenwasser wird hier nicht berücksichtigt. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass sich die GWRA auf dem vom Tagebau insgesamt in Anspruch genommenen Gelände befinden. Eine Flächeninanspruchnahme der GWR wird daher nicht separat ausgewiesen, sondern ist in den Berechnungen für den Tagebaubetrieb enthalten.

6.2.2 Modellparameter

Die Konzentrationen der Komponenten im Grubenwasser müssen für die Berechnung des Stoffstromnetzes vorgegeben werden. Aus den Volumenströmen und Angaben in Tabelle 14 ergeben sich nach (Gl. 22) die Input-Massenströme für die Komponenten des Wassers aus der Oberflächenentwässerung als Grubenwasserstrom

$\dot{m}_{OFW,Fe^{2+}}$ = 11.210,4 t/a,
$\dot{m}_{OFW,Fe^{3+}}$ = 34,6 t/a,
$\dot{m}_{OFW,SO_4^{2-}}$ = 44.980,0 t/a,
$\dot{m}_{OFW,Ca^{2+}}$ = 7.871,5 t/a,
$\dot{m}_{OFW,H_2CO_3^*}$ = 10.034,0 t/a

und aus der Filterbrunnenentwässerung als Grubenwasserstrom

$\dot{m}_{FBW,Fe^{2+}}$ = 9.523,8 t/a,
$\dot{m}_{FBW,Fe^{3+}}$ = 807,1 t/a,
$\dot{m}_{FBW,SO_4^{2-}}$ = 61.339,6 t/a und
$\dot{m}_{FBW,H_2CO_3^*}$ = 871,7 t/a.

Die in Kapitel 5.3 definierten Koeffizienten werden in den einzelnen Transitionen als lokale Parameter hinterlegt. Es handelt sich dabei vorwiegend um Koeffizienten, die für den stöchiometrischen Umsatz aus den chemischen Reaktionsgleichungen abgeleitet werden, die für eine konventionelle GWR von Bedeutung sind. Die Zahlenwerte werden hier aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht aufgeführt. Die Berechnungen zur mikrobiologischen Eisen-Umwandlung in der GWR beruhen auf Untersuchungen an einer Pilotanlage. Folgende technische Parameter werden für die Berechnungen eingesetzt

$\tau_{H_2CO_3^*,DB}$ der Anteil der Kohlensäure, der durch Druckbelüftung ausgast,

$\alpha_{E,DB}$ der spezifische Energieverbrauch der Belüfter,

$\tau_{Fe^{2+},MU}$ der Anteil an Eisen(II), der mikrobiologisch umgesetzt wird,

$\alpha_{O_2,BL}$ die Sauerstoffausnutzung der Belüfter,

$\alpha_{E,BL}$ der spezifische Energieverbrauch der Belüfter und

$\alpha_{E,PW}$ der spezifische Energieverbrauch des AEW-Pumpwerks.

Für die Koeffizienten werden folgende Zahlenwerte eingesetzt

$\alpha_{O_2,BL}$ = 0,25 [Janneck et al., 2006],

$\alpha_{E,BL}$ = 0,06 kWh/m³ (nach Angaben von [Janneck et al., 2006] berechnet) und

$\alpha_{E,PW}$ = 0,14 kWh/t (nach Angaben von [Müller, 2007] berechnet).

Weiterhin werden die Angaben aus Tabelle 14 zur Berechnung der bei der konventionellen GWR mit Neutralisation, Belüftung, Fällung, Flockung und Sedimentation beider Grubenwasserströme entstehenden Stoffströme und Energieverbräuche herangezogen.

Zusätzlich werden für das stark belastete Oberflächenwasser weitere Szenarien der GWR untersucht. Ein Szenario umfasst die Grubenwasserreinigung mit physikalischer Entsäuerung. Dabei wird angenommen, dass ein Viertel der im Grubenwasser enthaltenen Kohlensäure ungebunden vorliegt und mittels Druckbelüftung (DB) durch Einblasen von Luft als Kohlendioxid ausgetrieben werden kann. Der spezifische Energiebedarf für die Druckbelüftung wird dabei zunächst als genauso groß abgeschätzt wie der für die Belüftung $\alpha_{E,DB}$ = 0,06 kWh/m³.

Ein weiteres Szenario beschäftigt sich mit der mikrobiologischen Umwandlung (MU) von Eisen(II) zu Eisen (III). Dabei wird davon ausgegangen, dass die Hälfte des Eisen(II) durch Mikroorganismen in EHS (hier exemplarisch: in Schwertmannit) umgewandelt und vollständig abgezogen werden kann. Zusätzlich wird ein Szenario berechnet, in dem Druckbelüftung und mikrobiologische Umwandlung kombiniert werden.

6.2.3 Ergebnisse

Die mit dem Stoff- und Energiestromnetz „Grubenwasserreinigung“ berechneten Ergebnisse sind in Tabelle 15 zusammengefasst (vergleiche Tabelle 8).

Tabelle 15: Ergebnisübersicht für die Grubenwasserreinigung

	Oberflächenwasser				***Filterbrunnen-wasser***
Inputs	***ohne DB ohne MU***	mit DB ohne MU	ohne DB mit MU	mit DB mit MU	***ohne DB ohne MU***
$\dot{V}_{GW}$ [m³/a]	17.300.000	17.300.000	17.300.000	17.300.000	80.710.000
$\dot{m}_{FHM}$ [t/a]	34,5	34,5	34,5	34,5	161,3
$\dot{m}_{MU,CaO}$ [t/a]	0	0	7.189,2	7.189,2	0
$\dot{m}_{NB,CaO}$ [t/a]	20.366,2	18.078,2	14.735,2	12.467,2	11.404,9
$\dot{m}_{CaO}$ [t/a]	20.366,2	18.078,2	21.924,4	19.656,3	11.404,9
$\dot{m}_{L}$ [t/a]	27.840,4	27.840,4	13.920,2	13.920,2	23.322,9
$\dot{V}_{BW,GWR}$ [m³/a]	11.281	10.023	12.156	10.898	6.323
$\dot{E}_{E,GWR}$ [MWh/a]	1.304	2.308	1.227	2.232	4.989
Nicht-intendierte Outputs					
$\dot{V}_{RW}$ [m³/a]	15.406.744	15.608.412	15.945.051	16.146.694	79.655.995
$\dot{m}_{RW,Fe^{2+}}$ [t/a]	34,6	34,6	34,6	34,6	161,4
$\dot{m}_{RW,SO_4^{2-}}$ [t/a]	40.063,2	40.591,1	39.520,9	40.024,2	60.539,8
$\dot{m}_{MU,Ca^{2+}}$ [t/a]	0	0	5.138,2	5.138,2	0
$\dot{m}_{NB,Ca^{2+}}$ [t/a]	8.057,8	8.057,8	4.047,5	4.047,5	7.587,9
$\dot{m}_{RW,Ca^{2+}}$ [t/a]	15.929,3	15.929,3	17.057,2	17.057,2	7.587,9
$\dot{m}_{DB,CO_2}$ [t/a]	0	1.779,9	0	1.779,9	0
$\dot{m}_{RL}$ [t/a]	26.239,6	26.239,6	13.119,8	13.119,8	21.981,8
$\dot{m}_{EHS}$ [t/a]	0	0	10.248,9	10.248,9	0
$\dot{m}_{AEW,SO_4^{2-}}$ [t/a]	4.916,8	4.388,7	3.356,2	2.852,9	799,8
$\dot{m}_{AEW,CaCO_3}$ [t/a]	16.191,8	12.143,8	16.191,8	12.143,8	1.406,6
$\dot{m}_{AEW,Fe(OH)_3}$ [t/a]	21.486,7	21.486,7	10.793,7	10.793,7	19.621,6
$\dot{m}_{AEW}$ [t/a]	1.926.518,0	1.719.545,0	1.379.614,5	1.172.666,1	1.073.235,8

Die Grubenwässer selbst sind nicht-intendierte Outputs des Tagebaubetriebs. Alle Outputs, die die GWR verlassen, sind nicht-intendiert. Auch das Reinwasser ($\dot{V}_{RW}$) stellt einen nicht-intendierten Output dar. Ebenso werden die Komponenten des Reinwassers (Fe^{2+}, Ca^{2+}, SO_4^{2-}) als nicht-intendierte Outputs der GWR angesehen ($\dot{m}_{RW,Fe^{2+}}$, $\dot{m}_{RW,SO_4^{2-}}$, $\dot{m}_{RW,Ca^{2+}}$). Das Reinwasser kann jedoch je nach Anforderungen für den Kraftwerksbetrieb, zur Trinkwasseraufbereitung oder zur Stabilisierung des Wasserhaushaltes genutzt werden. Die wichtigsten nicht-intendierten Outputs sind die Schlämme und ihre Inhaltsstoffe, wie AEW ($\dot{m}_{AEW}$, $\dot{m}_{AEW,SO_4^{2-}}$) bei der konventionellen GWR und EHS ($\dot{m}_{EHS}$) bei der Berücksichtigung mikrobiologischer Umwandlungsprozesse.

Bei den konventionellen Verfahren zur GRW wird die Kalziumfracht im Reinwasser gegenüber dem zulaufenden Grubenwasser durch die große, zur Neutralisation notwendige Zugabemenge an Kalk (CaO) ungefähr verdoppelt. Eisen(II) wird gleichzeitig bis auf eine Restkonzentration aus dem Grubenwasser entfernt. Mit den hier zu Grunde gelegten Modellparametern wird Eisen(II) in der GWR zu 99,7 % aus dem Oberflächenwasser und zu 98,3 % aus dem Filterbrunnenwasser entfernt. Die dabei anfallenden AEW sind nicht verwertbar. Der Bedarf an Kalk ergibt sich aus mehreren Prozessen. Die Oxidation von Eisen(II) und die Umwandlung zu Eisenhydroxid (Rkt. 14) verursachen ca. 55 % und die Neutralisation von Kohlensäure (Rkt. 11) ca. 45 % des Kalkverbrauchs. Der Kalkverbrauch sinkt insgesamt um ca. 11 %, wenn ein Viertel der vorhandenen Kohlensäure physikalisch entfernt wird. Der Bedarf an elektrischer Energie erhöht sich durch den Einsatz von Druckbelüftern erheblich, in dem hier berechneten Beispiel um ca. 78 %. Auf dem Weg der konventionellen GWR wird Sulfat nicht aus dem Wasser entfernt und gelangt unvermindert ins Reinwasser.

Der Einsatz der mikrobiologischen Umwandlung von Eisen(II) zu Eisen(III) in der GWR, der zurzeit in einer Pilotanlage getestet wird, führt zur Entfernung von Sulfat aus dem Grubenwasser. Unter Verbrauch von Sulfat entstehen hierbei zusätzlich EHS. EHS sind jedoch leichter entwässerbar als AEW. Sie können veredelt und genutzt werden, z.B. als Eisenpigmente (Eisenrot und Eisengelb) in Anstrichen und Baumaterialien, anstatt im Tagebau deponiert zu werden. [Kuyumcu et al., 2008]

Werden, wie in dem berechneten Fallbeispiel angenommen, 50 % des Eisen(II) aus dem Grubenwasser mikrobiologisch umgewandelt, wird die Sulfatfracht in Reinwasser und AEW insgesamt um ca. 5 % verringert. Gleichzeitig wird die Menge anfallenden AEW auf ca. 72 % reduziert, mit Druckbelüftung sogar auf ca. 61 %. Anhand der berechneten Werte wird ersichtlich, dass der Bedarf an Kalk bei Einsatz mikrobiologischer Prozesse gegenüber dem Bedarf der konventionellen Reinigung ansteigt. Das liegt daran, dass bei der mikrobiellen Umwandlung von Eisen(II) mehr Säure freigesetzt wird, die neutralisiert werden muss, als bei der chemischen Oxidation und Fällung (vergleiche (Rkt. 9) und (Rkt. 14)).

Durch die Erweiterung der konventionellen Grubenwasserreinigung um die mikrobiologische Umwandlung von Eisen(II) zu Eisen(III) und Druckbelüftung kann der Gesamtkalkbedarf gegenüber einer ausschließlich konventionellen Grubenwasserreinigung insgesamt reduziert werden, wie z.B. bei dem hier berechneten Fallbeispiel durch Einsatz der Druckbelüftung zur Entfernung von 25 % der überschüssigen Kohlensäure und einer mikrobiologischen Umwandlung von 50 % des im Grubenwasser gelösten Eisen(II) auf insgesamt ca. 96 %. Unter den Voraussetzungen kann der jährlich abgegebene Reinwasser-Volumenstrom um fast 750.000 m³ erhöht und seine Qualität verbessert werden. Ein weiterer Vorteil, den die mikrobiologische Umwandlung von Eisen(II) zu Eisen(III) mit sich bringt, ist ein geringerer Luft- und Energiebedarf für die chemische Oxidation des restlichen Eisen(II).

6.3 Verstromung in einem konventionellen Dampfkraftwerk

In diesem Kapitel werden die nicht-intendierten Outputs beim Betrieb eines konventionellen Dampfkraftwerks auf Braunkohlenbasis mit dem in Kapitel 5.4 entwickelten Stoff- und Energiestrommodell berechnet. Für die dazu notwendigen Angaben und Modellparameter werden entsprechende Zahlenwerte angegeben.

6.3.1 Allgemeine Beschreibung

Der beispielhaften Berechnung der nicht-intendierten Outputs im Kraftwerksbetrieb wird ein konventionelles Braunkohlenkraftwerk, mit unterkritischen Dampfzuständen in drei 500 MW-Blöcken, mit Entstaubung und Rauchgasentschwefelungsanlage zu Grunde gelegt, das sich in unmittelbarer Nähe zu dem in Kapitel 6.1 beschriebenen Tagebau befindet und ausschließlich von diesem Tagebau aus mit Rohbraunkohle versorgt wird. Die Beschickung der Kraftwerksblöcke mit Rohbraunkohle erfolgt über Bunker. In einem Betriebsjahr werden 14,85 Mio. t Rohbraunkohle verstromt. Die Angaben zur Zusammensetzung der Rohbraunkohle, die für die Berechnungen in diesem Kapitel verwendet werden, sind Tabelle 16 zu entnehmen.

Tabelle 16: Zusammensetzung der Rohbraunkohle [Fritsche et al., 1994]

Rohbraunkohle	
Kohlenstoffgehalt μ_C [%]	27,0
Wasserstoffgehalt μ_H [%]	2,0
Sauerstoffgehalt μ_O [%]	10,0
Stickstoffgehalt μ_N [%]	0,4
Schwefelgehalt μ_S [%]	0,7
Wassergehalt μ_W [%]	56,0
Aschegehalt μ_A [%]	3,9

Nach den Gleichungen (Gl. 51) bis (Gl. 54) ergeben sich für den oberen und unteren Heizwert folgende Werte

H_o = 10.463 kJ/kg und

H_u = 8.659 kJ/kg.

Für das Kraftwerk werden eine Flächeninanspruchnahme von 375.000 m² und eine Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen [GEMIS, 2007]. Aus diesen Angaben wird nach (Gl. 1) die Flächennutzung (FN_{KW}) zu 0,025 m²·a/t und nach (Gl. 2) die Flächenumwandlung (FU_{KW}) zu 0,001 m²/t bestimmt.

6.3.2 Modellparameter

Die in Kapitel 5.4.2 definierten Koeffizienten sind dem Umberto-Netz „Kraftwerksbetrieb“ als Netz-Parameter oder den einzelnen Transitionen als lokale Parameter hinterlegt, wobei Netz-Parameter für das gesamt Netz gelten und lokale Parameter nur für die einzelne Transition. Einige zusätzliche, für die Berechnungen notwendige Zahlenwerte sind direkt im Programmcode der Transitionen festgeschrieben, können bei Bedarf geändert werden.

Die Werte für die Modellparameter zur Berechnung der Stoff- und Energieströme werden ebenso wie die Dampfparameter, die in dem hier untersuchten Fallbeispiel für ein unterkritisches Braunkohlenkraftwerk eingesetzt werden, nach Angaben aus der Literatur abgeschätzt (z.B. nach [Baehr & Kabelac, 2009], [Strauß, 2006], [Effenberger, 2000], [Zehner, 2006], [Kugeler, 2001] und [Löffler, 1988]). Die Parameter, mit denen die Emissionen des Kraftwerks bestimmt werden, sind an Angaben aus [EPER, 2004] angepasst.

Für ein konventionelles Braunkohlenkraftwerk mit unterkritischen Dampfparametern wurden folgende Angaben abgeschätzt

- Frischdampftemperatur (nach dem Überhitzen) $T_{WD,Ü}$ = 540°C,
- Frischdampfdruck (nach dem Überhitzen) $p_{WD,Ü}$ = 18,0 MPa (180 bar),
- Zwischendampftemperatur (nach dem Zwischenüberhitzen) $T_{WD,ZÜ}$ = 550°C,
- Dampfdruck nach Entspannen in der Mitteldruckturbine $p_{WD,MT}$ = 0,7 MPa (7 bar),
- Druck nach Entspannen in der Niederdruckturbine (Kondensatordruck) $p_{SW,KO}$ = 0,005 MPa (0,05 bar) und
- Speisewassertemperatur nach Vorwärmung $T_{SW,ECO}$ = 160°C.

Als Vergleichsprozess für das Kraftwerk wird ein idealisierter Clausius-Rankine-Prozess angenommen, d.h. Wärmeübertragung und Kondensation werden als isobar und Verdichten bzw. Entspannen als isentrop betrachtet. Für alle Maschinen und Apparate werden zusätzlich Wirkungsgrade berücksichtigt. Aus den abgeschätzten Werten für Druck und Temperatur sowie den oben genannten Annahmen lassen sich die spezifischen Enthalpien für die entsprechenden Dampf- und Speisewasserströme im Modell ableiten. Sie sind als charakteristische Modellparameter für den Speisewasser/Dampf-Keislauf in einem konventionellen, unterkritischen Braunkohlenkraftwerk in Tabelle 17 zusammengefasst und im Modell als Netz-Parameter vorgegeben. Durch Anpassung der Modellparameter für den Speisewasser/Dampf-Kreislauf können auch Braunkohlenkraftwerke mit überkritischen Dampfparametern mit dem in Umberto erstellten Modell berechnet werden. Abbildung 37 zeigt den beschriebenen Speisewasser/ Dampf-Kreislauf im T-s-Diagramm.

Weiterhin sind im Modell die Umgebungs- und die Feuerraumtemperatur als Netz-Parameter vorgegeben mit

- Umgebungstemperatur T_U = 298,15 K (25°C) und
- Feuerraumtemperatur T_F = 1.473,15 K (1.200°C).

Die folgenden Angaben und Parameter sind lokal in einzelnen Transitionen für die Berechnung der Stoff- und Energiewandlungen vorgegeben.

In der Transition 03.01 „Bekohlung“ wird aus der Zusammensetzung der Rohbraunkohle ihr oberer Heizwert berechnet. Zusammen mit dem Massenstrom der in einem Betriebsjahr verstromten Rohbraunkohle wird der chemische Energieinhalt der zugeführten Rohbraunkohle bestimmt.

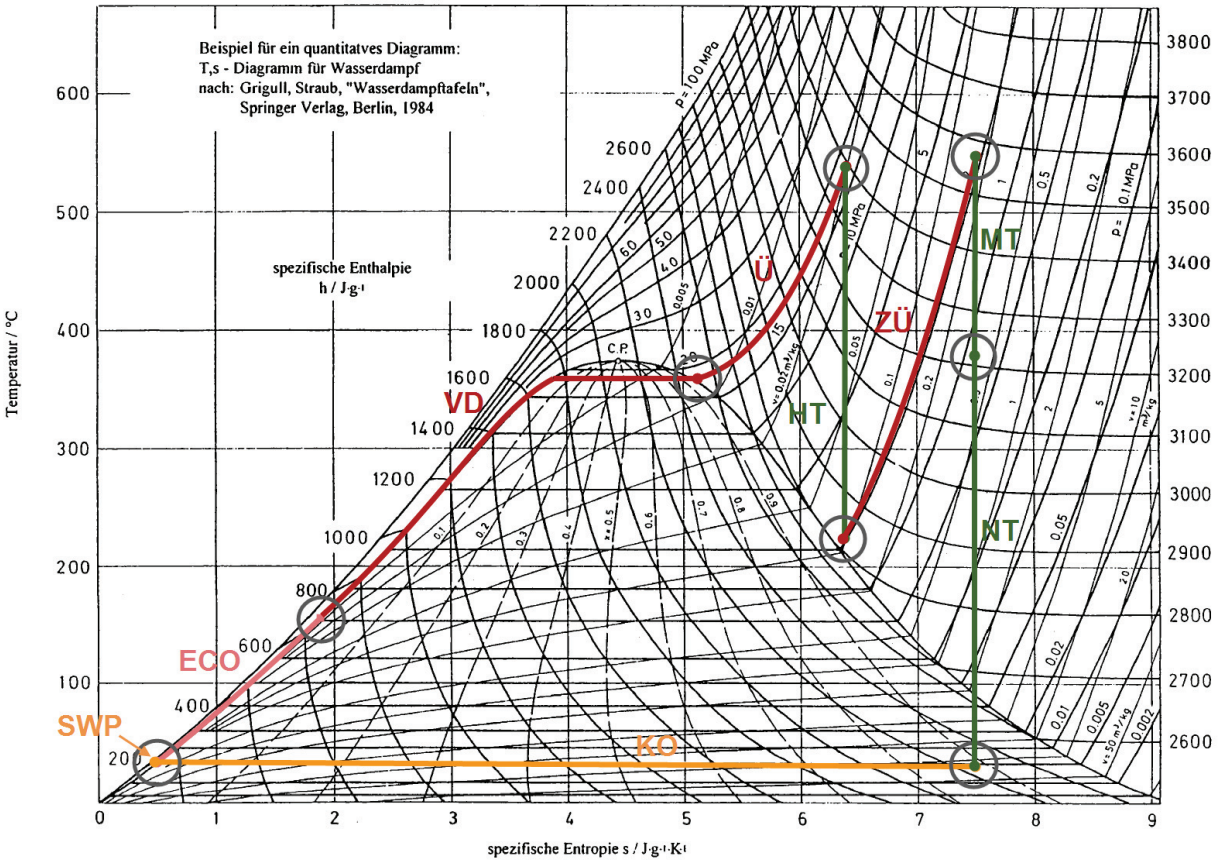
Für die Berechnungen zur 03.02.02.01 „Feinzerkleinerung“ wird eine spezifische Zerkleinerungsarbeit von α_Z = 15 kWh/t eingesetzt. Mit f_Z = 0,2 wird festgelegt, dass 20 % der Zerkleinerungsarbeit dem Stoffsystem zugeführt werden. Der Wirkungsgrad der Mühlenantriebe wird mit $\eta_{MÜ}$ = 0,5 abgeschätzt.

Tabelle 17: Modellparameter für einen unterkritischen Speisewasser/Dampfkreislauf, berechnet mit [IAPWS-IF97, 2006]

Stoffstrom		***h [kJ/kg]***	***T [°C]***	***P [MPa] ([bar])***	***s [kJ/kgK]***
Dampfstrom nach Überhitzen (03.05.01.02)	$h_{WD,Ü,Out}$	3.389,5	**540,0**	**18,0** (180,0)	6,4
Dampfstrom nach Entspannen in der Hochdruckturbine (03.06.02.01)	$h_{WD,HT,Out}$	2.819,2	220,0	2,04 (20,4)	6,4
Dampfstrom nach Zwischen-überhitzen (03.05.01.03)	$h_{WD,ZÜ,Out}$	3.578,5	**550,0**	2,04 (20,4)	7.6
Dampfstrom nach Entspannen in der Mitteldruckturbine (03.06.02.02)	$h_{WD,MT,Out}$	3.220,2	376,73	**0,7** (7,0)	7,6
Dampfstrom nach Entspannen in der Niederdruckturbine (03.06.02.03)	$h_{WD,NT,Out}$	2.306,4	32,88	**0,005** (0,05)	7,6
Speisewasserstrom nach der Kondensation (03.07.01)	$h_{SW,KO,Out}$	137,8	32,88	**0,005** (0,05)	0,5
Speisewasserstrom nach Speisewasserpumpe (03.05.02.01)	$h_{SW,SWP,Out}$	155,8	33,32	18,0 (180,0)	0,5
Speisewasserstrom nach Vorwärmung (03.05.02.02)	$h_{SW,ECO,Out}$	686,0	160,0	18,0 (180,0)	1,9
Dampfstrom nach Verdampfen (03.05.01.01)	$h_{WD,VD,Out}$	2.509,7	357,0	18,0 (180,0)	5,1

Die Verbrennungsluft wird auf eine Temperatur von T_{VW} = 433,15 K (160°C) vorgewärmt (03.04.02.04). Der Massenanteil an Sauerstoff in trockener Luft beträgt μ_{L,O_2} = 0,23. Für die überstöchiometrische Verbrennung (03.04.04) wird eine Luftzahl von λ = 1,2 eingesetzt. Für den Umsatz des Kohlenstoffs der Rohbraunkohle wird ein Ausbrandgrad (τ_C) von 99 % angenommen. Weiterhin wird angenommen, dass 99,9 % des umgesetzten Kohlenstoffs zu CO_2 umgewandelt werden (f_C = 0,999) und 0,1 % zu CO. 5 % des Brennstoff-Stickstoffs reagieren zu NO (f_N = 0,05). Bei der Staubfeuerung fallen 80 % (f_A = 0,20) der Gesamtasche als Flugasche an.

Der Bedarf der Kesseleinheit an elektrischer Energie für die Entaschung (0,15 % ihrer Nennleistung), für Frischluftgebläse (0,35 %) und Saugzug (0,4 %) wird durch einen auf ihre Nennleistung bezogenen Faktor berücksichtigt mit $\alpha_{E,KE}$ = 0,009. Für die Kesseleinheit wird ein Wirkungsgrad (η_{KE}) von 95 % angenommen.



SWP – Speisewasserpumpe; ECO – Economizer; VD – Verdampfer; Ü – Überhitzer; HT – Hochdruckturbine; ZÜ – Zwischenüberhitzer; MT – Mitteldruckturbine; NT – Niederdruckturbine; KO - Kondensator

Abbildung 37: Unterkritischer Speisewasser/Dampf-Kreislauf im T-s-Diagramm

Die Rauchgas-Mindesttemperatur nach der Speisewasservorwärmung im Economizer (03.05.02.02) beträgt $T_{RAG,min}$ = 433,15 K (160°C). Vor der Entschwefelung (03.08.03) wird das Rauchgas auf T_{RAGK} = 368,15 K (95°C) abgekühlt.

Beim Staubabscheiden (03.08.02) wird mit einem Abscheidegrad von 99,9 % für alle Partikelgrößen der Flugasche gearbeitet (τ_{EF} = 0,999). Der spezifische Energiebedarf beim Staubabscheiden ($\alpha_{E,EF}$) beträgt 1,286 kJ/kg. Für die Spannungsversorgung des Elektrofilters wird ein Wirkungsgrad von 90 % angenommen (η_{EF} = 0,9). In der Transition für das Subsystem 03.08.03 „Rauchgasentschwefelung“ wird ein Abscheidegrad für SO_2 von 95 % eingesetzt (τ_{SO_2} = 0,95). Der Wirkungsgrad des Wärmetauschers bei der Rauchgaskühlung beträgt 98,7 % (η_{RAGK} = 0,987). Der spezifische Energiebedarf der Rauchgasentschwefelungsanlage wird mit Hilfe zweier abgeleiteter Koeffizienten in (Gl. 148) berechnet ($\alpha_{E,REA,1}$ = 1.400 kJ/kg, $\alpha_{E,REA,2}$ = 6.000 kJ/kg).

Der Anteil der Wärmemenge aus dem Rauchgasstrom, der in 03.05.01.01 „Verdampfen“ für die Erzeugung des Dampf-Massenstroms genutzt werden kann, ist abhängig von den anderen Parametern und muss im Modell für den Einzelfall angepasst werden. Der maximale Anteil liegt in diesem Beispiel bei 45 % (f_{VD} = 0,45). Die thermischen Wirkungsgrade der Wärmetauscher bei der Dampferzeugung (VD, Ü, ZÜ), Kondensation (KO), Luft- (VW) und Speisewasser-vorwärmung (ECO) werden mit jeweils 98,7 % angenommen. Die Wirkungsgrade für die

Energieumwandlung in den drei Turbinenstufen (03.06.02.01, 03.06.02.02, 03.06.02.03) werden mit 93 % abgeschätzt ($\eta_{HT} = \eta_{MT} = \eta_{NT}$).

Für 03.06.03 „Energieumwandlung im Generator“ wird ein Wirkungsgrad von 99 % angenommen ($\eta_{GE} = 0{,}99$). Für 03.11.01 „Einspeisen ins Stromversorgungsnetz“ über einen Transformator wird ebenfalls ein Wirkungsgrad von 99 % angenommen ($\eta_T = 0{,}99$). Für die Speisewasserpumpe und die Kühlwasserpumpe werden für die Berechnung des Beispiels Wirkungsgrade von 45 % angenommen ($\eta_{SWP} = \eta_{KÜP} = 0{,}45$).

Tabelle 18 fasst die spezifischen Enthalpien des Kühlwasserstroms zusammen. Das Kühlwasser hat beim Eintritt in den Kühlkreislauf eine Temperatur von 16°C, nach der Kondensation eine Temperatur von 25°C und bei seinem Austritt aus dem Kühlkreislauf eine Temperatur von 20°C (nach Rückkühlung im Kühlturm).

Tabelle 18: Spezifische Enthalpien des Kühlwasserstroms

Stoffstrom		***h [kJ/kg]***	***P [MPa] ([bar])***	***T [°C]***
Kühlwasser bei Eintritt in den Kühlkreis (03.07.01)	$h_{KÜ,In} = h_{H_2O}(p_U, T_{KÜ,In})$	67,3	0,1 (1)	16
Kühlwasser bei Eintritt in den Kondensator (nach Kühlwasserpumpe, 03.07.01)	$h_{KÜ,KO,In} = h_{H_2O}(p_{KÜP}, T_{KÜ,In})$	67,5	0,3 (3)	16
Kühlwasser nach Kondensation (03.07.02.02)	$h_{KÜ,KO,Out} = h_{H_2O}(p_{KÜP}, T_{KO,Out})$	105,1	0,3 (3)	25
Kühlwasser bei Austritt aus dem Kühlkreis (03.07.03.01)	$h_{KÜ,Out} = h_{H_2O}(p_U, T_{KÜ,Out})$	84,0	0,1 (1)	20

Die spezifischen Wärmekapazitäten der verschiedenen Stoffsysteme, mit denen im Modell gerechnet wird, sind in Tabelle 19 aufgeführt. Alle Wärmekapazitäten werden innerhalb einer Phase als konstant angenommen.

Tabelle 19: Spezifische Wärmekapazitäten verschiedener Stoffsysteme [Brandt, 1981]

Stoffsystem	***c_p in [kJ/kgK]***
Wasser	4,190
Asche	0,800
Wasserdampf	1,890
trockene Luft	1,005
Rauchgas (waf)	1,050

6.3.3 Ergebnisse

Die berechneten Inputs, die zum Betrieb des oben beschriebenen konventionellen Braunkohlenkraftwerks notwendig sind, und Outputs, v.a. die nicht-intendierten Outputs, die bei seinem Betrieb freigesetzt werden, sind in Tabelle 20 zusammengefasst.

Tabelle 20: Ergebnisübersicht für den Kraftwerksbetrieb

Inputs		***Outputs***	
$\dot{m}_{RBK}$	14.850.000 t/a	$\dot{W}_{E,T}$	12.667.365 MWh/a 45.602.513.095 MJ/a
$\dot{m}_{C}$	4.009.500 t/a	$P_{E,netto}$	1.446 MW
$\dot{m}_{H}$	297.000 t/a	***Nicht-intendierte Outputs***	
$\dot{m}_{S}$	103.950 t/a	$\dot{m}_{REG,af}$	74.589.271 t/a
$\dot{m}_{N}$	59.400 t/a	$\dot{m}_{REG,CO_2}$	14.665.563 t/a
$\dot{m}_{O}$	1.485.000 t/a	$\dot{m}_{REG,CO}$	9.257 t/a
$\dot{m}_{W}$	8.316.000 t/a	$\dot{m}_{REG,N_2}$	46,617,945 t/a
$\dot{m}_{A}$	579.150 t/a	$\dot{m}_{REG,NO}$	6.350 t/a
$\dot{m}_{L,VB}$	60.255.039 t/a	$\dot{m}_{REG,SO_2}$	10.384 t/a
$\dot{V}_{KÜ}$	1.772.657.685 m³/a	$\dot{m}_{REG,O_2}$	2.309.776 t/a
$\dot{V}_{BW,REA}$	110.984 m³/a	$\dot{m}_{REG,H_2O}$	10.969.996 t/a
$\dot{m}_{L,REA}$	214.462 t/a	$\dot{m}_{REG,FA}$	495 t/a
$\dot{m}_{CaCO_3,REA}$	308.289 t/a	$\dot{Q}_{RK}$	59.252.031.678 MJ/a
$\dot{E}_{E,KW}$	1.519.846 MWh/a 5.471.446.092 MJ/a	$\dot{m}_{A,F}$	123.849 t/a
		$\Delta\dot{H}_{A,F}$	116.418.060 MJ/a
		$\dot{m}_{FA,EF}$	494.901 t/a
		$\Delta\dot{H}_{FA,EF}$	54.019.391 MJ/a
		$\dot{V}_{KÜ}$	1.772.657.685 m³/a
		$\Delta\dot{H}_{KÜ,RK}$	37.404.849.821 MJ/a
		$\dot{m}_{CaSO_4x2H_2O}$	530.257 t/a
		$\dot{Q}_{VL,FZ}$	1.283.040.000 MJ/a
		$\dot{Q}_{VL,KE}$	1.066.563.234 MJ/a
		$\dot{Q}_{VL,VW}$	110.254.189 MJ/a

	$\dot{Q}_{VL,VD}$	1.623.014.643 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,Ü}$	882.988.011 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,ZÜ}$	525.373.310 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,SWP}$	668.373.840 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,ECO}$	219.998.587 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,HT}$	1.212.825.094 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,MT}$	761.976.558 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,NT}$	1.943.327.320 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,GE}$	520.551.421 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,T}$	460.631.445 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,KÜP}$	413.817.089 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,EF}$	9.597.592 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL,RAGK}$	1.242.218.038 MJ/a
	$\dot{Q}_{VL}$	12.944.550.642 MJ/a

Die wichtigsten nicht-intendierten Outputs aus dem Kraftwerksbetrieb sind der Reingasstrom ($\dot{m}_{REG,af}$) mit seinen gasförmigen Komponenten ($\dot{m}_{REG,CO_2}$, $\dot{m}_{REG,CO}$, $\dot{m}_{REG,NO}$, $\dot{m}_{REG,SO_2}$) und die Flugasche ($\dot{m}_{REG,FA}$), die Feuerraumasche ($\dot{m}_{A,F}$), die Filterasche ($\dot{m}_{FA,EF}$) sowie der Gips ($\dot{m}_{CaSO_4 x 2H_2O}$) aus der REA. Mit dem Reingasstrom wird der größte Wärmestrom ($\dot{Q}_{RK}$) als nicht-intendierter Output freigesetzt. Der Gips stellt eventuell einen gewinnbringenden nicht-intendierten Output im Sinne des Kapitels 2.1.6 dar.

Abbildung 38 zeigt die Energieströme, die für den Betrieb des oben beschriebenen Braunkohlenkraftwerks berechnet werden, als Sankey-Diagramm.

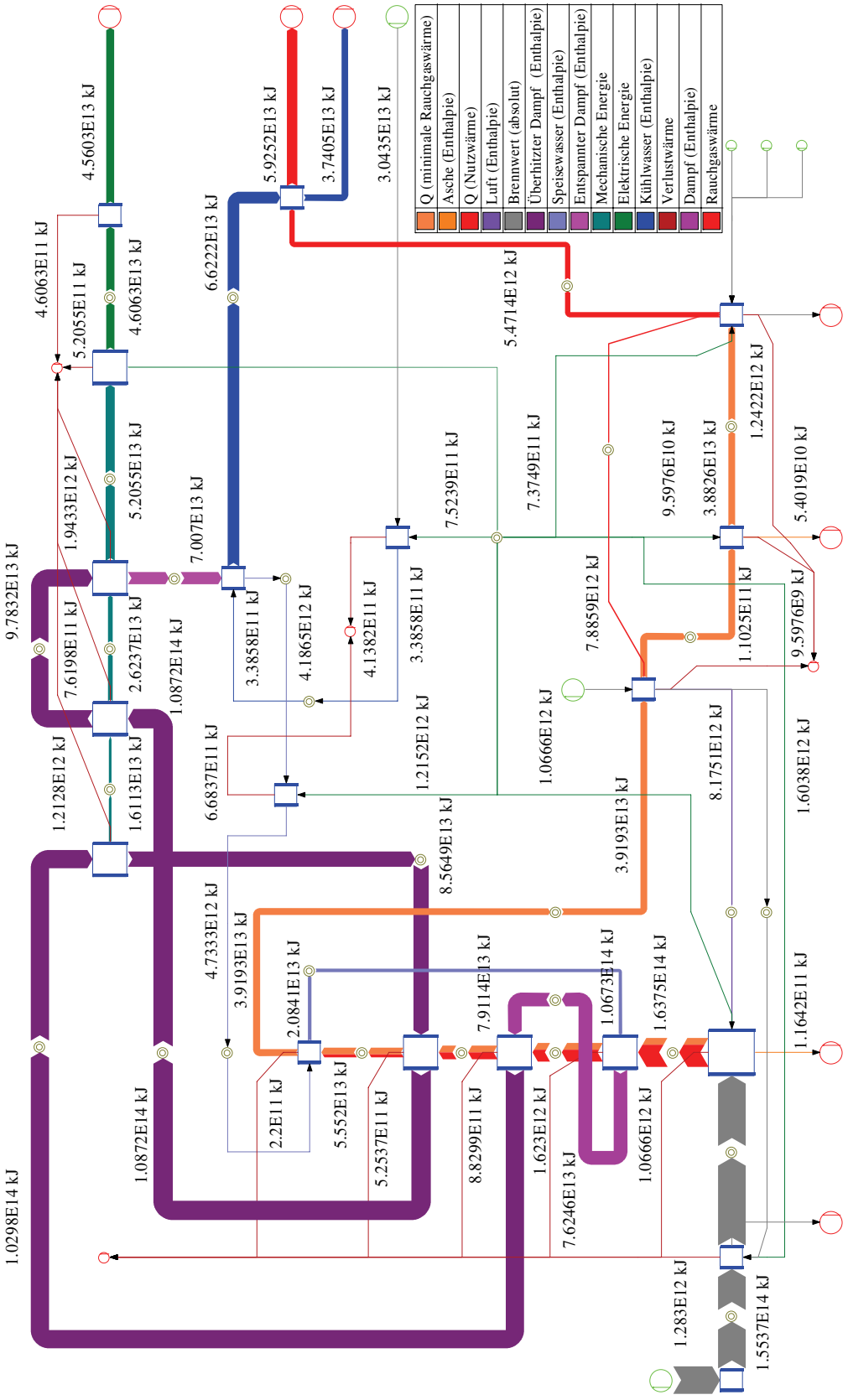


Abbildung 38: Sankey-Diagramm für die Energieströme im Braunkohlenkraftwerk

Aus Tabelle 20 und Abbildung 38 wird deutlich, dass die Stoff- und Energieströme des Kraftwerksbetriebs mit dem erstellten Stoff- und Energiestromnetz im Detail berechnet werden können. Danach stehen zahlreiche Angaben zur Verfügung, die für eine Bewertung des Gesamtsystems herangezogen werden können.

Die Zusammensetzung der Ascheströme (Feuerraumasche und Flugasche) wird hier nicht weiter untersucht. Es wird davon ausgegangen, dass ihre Zusammensetzung der in Tabelle 3 angegebenen entspricht. Für den Gips aus der Rauchgasentschwefelung wird angenommen, dass er den Qualitätskriterien von Eurogypsum genügt (Tabelle 6) und in der Baustoffindustrie Verwendung findet.

Wie in Kapitel 3.7.2 beschrieben, sind die Emissionsgrenzwerte für Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe in § 3 13. BImSchV festgelegt. Zum Vergleich der berechneten Werte mit den Emissionsgrenzwerten nach der 13. BImSchV müssen sie auf das trockene Reingasvolumen im Normzustand und mit 6 %-Bezugssauerstoff umgerechnet werden (§ 2 13. BImSchV). Aus den in Tabelle 20 angegebenen Reingaswerten berechnen sich folgende Konzentrationsangaben für

- Kohlenmonoxid 171 mg/m³ (200 mg/m³),
- Stickoxide 117 mg/m³ (200 mg/m³),
- Schwefeldioxid 192 mg/m³ (200 mg/m³) und
- Gesamtstaub 13,4 mg/m³ (20 mg/m³).

Mit den hier festgelegten Annahmen und Modellparametern werden die Emissionsgrenzwerte nach 13. BimSchV (für Tagesmittelwerte in Klammern angegeben) beim Betrieb des oben beschriebenen Kraftwerks eingehalten. Aus den Ergebnissen in Tabelle 20 lässt sich der elektrische Wirkungsgrad (Netto-Wirkungsgrad) des Kraftwerkes nach (Gl. 120) bestimmen zu

$$\eta_{KW} = 35{,}5\ \%.$$

6.4 CO_2-Abscheiden und Verdichten

In diesem Kapitel wird der energetische Aufwand berechnet, der notwendig ist, um CO_2 aus dem Reingasstrom des in Kapitel 6.3 beschriebenen Braunkohlenkraftwerks abzuscheiden und zu verdichten. Das in Kapitel 5.5 beschriebene Stoff- und Energiestromnetz wird eingesetzt, um die Stoff- und Energieströme einschließlich der nicht-intendierten Outputs zu berechnen.

6.4.1 Allgemeine Beschreibung

Hier werden beispielhaft die Stoff- und Energieströme berechnet, die auftreten, wenn ein konventionelles Braunkohlen-Dampfkraftwerk mit einer chemischen Wäsche zum Abtrennen des CO_2 aus dem Reingasstrom nachgerüstet wird. Es wird angenommen, dass die gesamte im Tagebau (Kapitel 6.1) abgebaute und geförderte Rohbraunkohle in dem Kraftwerk (Kapitel 6.3) verstromt wird. Aus dem Reingasstrom (nach der Rauchgasreinigung) wird CO_2 abgeschieden und im Anschluss daran verdichtet, damit es in Rohrleitungen transportiert werden kann. Hier wird davon ausgegangen, dass sich die Flächeninanspruchnahme des Kraftwerks durch Nachrüstung der Anlagen zur CO_2-Abscheidung und Verdichtung verdoppelt. Siehe dazu Diskussion bei [Fischedick et al., 2006] und [Oexmann & Kather, 2009].

Das Kraftwerk mit den zusätzlichen Anlagen zur CO_2-Abscheidung und Verdichtung nimmt insgesamt eine Fläche von 750.000 m² in Anspruch. Daraus berechnen sich die (zusätzliche) Flächennutzung ($FN_{AB,VDT}$) bzw. Flächenumwandlung ($FU_{AB,VDT}$) für die Abscheidung und

Verdichtung von CO_2 bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren nach den Gleichungen (Gl. 1) und (Gl. 2) zu 0,025 m²·a/t bzw. 0,001 m²/t.

6.4.2 Modellparameter

Bei der chemischen Wäsche zur CO_2-Abscheidung wird das Lösungsmittel zur Regeneration um ca. 80°C erwärmt. Der erforderliche Wärmestrom entspricht einem elektrischen Energiebedarf von 0,28 bis 0,35 kWh/kg CO_2 [Strauß, 2006]. Hier wird für die CO_2-Abscheidung ein spezifischer Energiebedarf angenommen von $\alpha_{E,AB} = 0{,}28$ kWh/kg CO_2.

Da der Austrag an Lösungsmittel mit dem CO_2-Massenstrom, Reaktionen der Inhaltsstoffe des Rauchgasstroms und Degradation zu einem Verbrauch an Lösungsmittel führen, der kontinuierlich ersetzt werden muss, beträgt der Bedarf an MEA $\alpha_{MEA} = 0{,}0015$ kg/kg CO_2. [Henkel, 2006]

Für die Abscheidung von CO_2 wird im Rahmen dieser Arbeit ein Abscheidegrad (τ_{CO_2}) angenommen von 0,90. Die verbleibenden 10 % CO_2 verlassen das Teilsystem 03 „Verstromung“ mit dem Abgasstrom als nicht-intendierter Outputstrom.

Hier wird von einer Transportentfernung für das CO_2 von ca. 300 km aufgegangen. Für den Transport des CO_2 über diese Entfernung und das anschließende Einbringen des CO_2 in den Untergrund muss es von 0,12 auf 18,7 MPa verdichtet werden. Zur Berechnung des Energieverbrauchs bei der Verdichtung des abgeschiedenen CO_2 wird der spezifische Energiebedarf von [Henkel, 2006] übernommen mit $\alpha_{E,VDT} = 0{,}112$ kWh/kg CO_2.

Voraussetzung für die effektive CO_2-Abscheidung ist die nahezu vollständige Entfernung von SO_2 aus dem Rauchgasstrom, da das SO_2 mit MEA reagiert. Deshalb wird im Fall der nachfolgenden CO_2-Abscheidung ein SO_2-Abscheidegrad (τ_{SO_2}) von 0,995 in der REA angenommen. Dies führt zu einem erhöhten Energiebedarf in der REA gegenüber dem Kraftwerksbetrieb ohne CO_2-Abscheidung.

6.4.3 Ergebnisse

Die für das Abscheiden und Verdichten des CO_2 aus dem Reingasstrom berechneten Ergebnisse sind in Tabelle 21 zusammengefasst.

Tabelle 21: Inputs und Outputs für den Kraftwerksbetrieb mit Berücksichtigung des Abscheidens und Verdichtens von CO_2

Inputs		***Outputs***	
		$\dot{W}_{E,T}$	12.480.215 MWh/a 44.928.773.240 MJ/a
		Nicht-intendierte Outputs	
$\dot{E}_{E,AB}$	3.697.341 MWh/a 13.310.427.875 MJ/a	$\dot{m}_{CO_2,AB}$	13.204.790 t/a
$\dot{E}_{E,VDT}$	1.478.936 MWh/a 5.324.171.150 MJ/a	$\dot{m}_{MEA,Out}$	19.807 t/a
$\dot{E}_{E,KW}$	1.708.886 MWh/a 6.151.991.367 MJ/a	$\dot{m}_{AG,af}$	61.390.907 t/a
$\dot{V}_{BW,REA}$	116.241 m³/a	$\dot{m}_{AG,CO_2}$	1.467.199 t/a
$\dot{m}_{L,REA}$	224.620 t/a	$\dot{m}_{AG,SO_2}$	1.038 t/a
$\dot{m}_{CaCO_3,REA}$	322.892 t/a	$\dot{m}_{CaSO_4x2H_2O}$	555.374 t/a
$\dot{m}_{MEA,In}$	19.807 t/a	$\dot{Q}_{VL}$	13.618.290.464 MJ/a
$\dot{m}_{CO_2,REG}$	14.671.988 t/a		

Wenn das CO_2 mittels Aminwäsche aus dem Reingas abgeschieden werden soll, muss zuvor die Rauchgasentschwefelung verbessert werden, da das SO_2 irreversibel mit Monoethanolamin (MEA) reagiert. Die Zusammensetzung des Reingases nach der REA unterscheidet sich deshalb von der in Kapitel 6.3 berechneten Zusammensetzung. Die wichtigsten nicht-intendierten Outputs sind der abgeschiedene CO_2-Massenstrom ($\dot{m}_{CO_2,AB}$) und der Abgasstrom ($\dot{m}_{AG,af}$) mit seinen Komponenten, insbesondere CO_2 ($\dot{m}_{AG,CO_2}$) und SO_2 ($\dot{m}_{AG,SO_2}$). Zusätzlich wird in der REA mehr Gips produziert ($\dot{m}_{CaSO_4x2H_2O}$). Durch den etwas größeren Aufwand für eine bessere SO_2-Abscheidung sinkt der elektrische Wirkungsgrad des Kraftwerks (ohne Berücksichtigung der Energieverbräuche für die CO_2-Behandlung) nach (Gl. 120) auf

$$\eta_{KW} = 34{,}9\ \%.$$

Werden die Energieverbräuche für die CO_2-Abscheidung und Verdichtung berücksichtigt, sinkt der Netto-Wirkungsgrad des untersuchten Kraftwerks auf

$$\eta_{KW,AB,VDT} = 20{,}4\ \%.$$

6.5 Auswertung und Diskussion

In den Kapiteln 6.1 bis 6.4 wurden die nicht-intendierten Outputs, die bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle entstehen, beispielhaft berechnet für die bergbauliche Gewinnung der Rohbraunkohle in einem Tagebaubetrieb mit Direkt-Versturz-System und konventioneller Grubenwasserreinigung und für die Verstromung der Rohbraunkohle in einem grubennahen Dampfkraftwerk mit unterkritischen Dampfparametern (Fallbeispiel 1). Außerdem wurden die

nicht-intendierten Outputs und Energieverbräuche für den Kraftwerksbetrieb ermittelt, die entstehen, wenn die Abscheidung von 90 % des CO_2 aus dem Reingasstrom des Kraftwerks und seine anschließende Verdichtung mitberücksichtigt werden (Fallbeispiel 2). Im Folgenden werden die mit dem im Rahmen dieser Arbeit erstellten Stoff- und Energiestrommodell berechneten Ergebnisse zusammengefasst und diskutiert.

Aus den Stoff- und Energieströmen in Tabelle 13, Tabelle 15, Tabelle 20 und Tabelle 21 kann ein Kennzahlensystem mit Bezug auf 1 t Rohbraunkohle (als Output des Teilsystems 01 „bergbauliche Gewinnung“ bzw. Input in das Teilsystem 03 „Verstromung“) für die Bewertung des Gesamtsystems abgeleitet werden. In Anhang 12.1 sind die Kennzahlen für die einzelnen Stoff- und Energiestromnetze tabellarisch aufgeführt für

- den „Tagebaubetrieb“ (in Tabelle 23),
- die „Grubenwasserreinigung“ (in Tabelle 24),
- den „Kraftwerksbetrieb“ (in Tabelle 25) sowie
- das „Abscheiden und Verdichten von CO_2“ (in Tabelle 26).

In Tabelle 27 (Anhang 12.1) sind zusätzlich die wichtigsten nicht-intendierten Outputs als Kennzahlen mit Bezug auf 1 MWh bereitgestellte Elektroenergie für beide Fallbeispiele einander gegenüber gestellt.

Die Inputs und Outputs, die für die beiden Teilsysteme 01 „bergbauliche Gewinnung“ und 03 „Verstromung“ im Fallbeispiel 1 mit dem entwickelten Modell berechnet wurden, zeigt Abbildung 39.

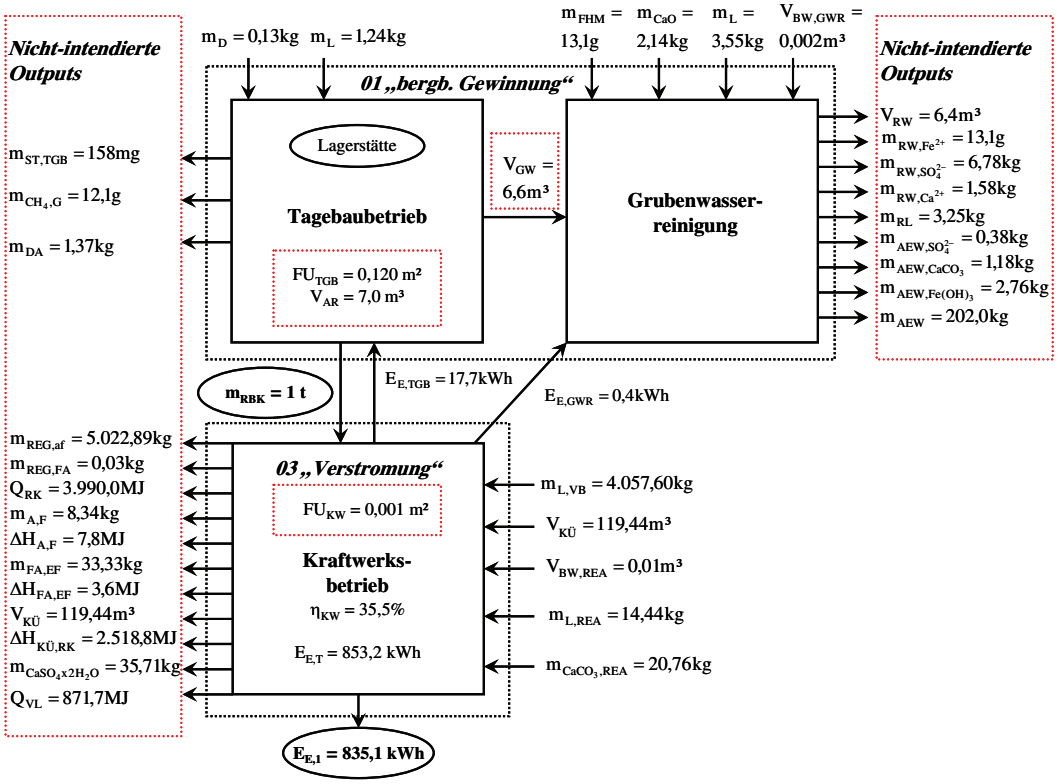


Abbildung 39: Inputs und Outputs im Fallbeispiel 1

Neben den Inputs und den nicht-intendierten Outputs der beiden Teilsysteme kann Abbildung 39 entnommen werden, dass mit dem Gesamtsystem der Gewinnung und Verstromung von 1 t Rohbraunkohle unter Berücksichtigung des Energiebedarfs für den Tagebaubetrieb inklusive der Grubenwasserreinigung insgesamt 835,1 kWh an elektrischer Energie ($E_{E,1}$) bereitgestellt werden können. Daraus wird für das Gesamtsystem der Netto-Wirkungsgrad ($\eta_{Netto,1}$) nach (Gl. 154) berechnet.

$$\eta_{Netto,1} = \frac{E_{E,T} - E_{E,TGB} - E_{E,GWR}}{H_u \cdot m_{RBK}} \cdot 100 \qquad \text{(Gl. 154)}$$

mit
$\eta_{Netto,1}$ Netto-Wirkungsgrad des Gesamtsystems, Fallbeispiel 1 [%]
$E_{E,T}$ vom Kraftwerk bereitgestellte elektrische Energie [kWh]
$E_{E,TGB}$ Energieverbrauch des Tagebaubetriebs [kWh]
$E_{E,GWR}$ Energieverbrauch der Grubenwasserreinigung [kWh]
H_u unterer Heizwert der Rohbraunkohle [kWh/t]
m_{RBK} im Kraftwerk verfeuerte Rohbraunkohle [t]

Unter Berücksichtigung des Energieverbrauchs durch den Tagebaubetrieb und die konventionelle Grubenwasserreinigung beträgt der Netto-Wirkungsgrad für das Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ (ohne CO_2-Abscheiden und Verdichten)

$\eta_{Netto,1}$ = 34,7 %.

Abbildung 40 zeigt die Inputs und die nicht-intendierten Outputs an den beiden Teilsystemen 01 „bergbauliche Gewinnung“ und 03 „Verstromung“, die mit dem entwickelten Modell für das Gesamtsystem der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle von 1 t Rohbraunkohle im Fallbeispiel 2 unter Berücksichtigung der Abscheidung und Verdichtung von CO_2 berechnet wurden.

Aus Abbildung 40 wird ersichtlich, dass bei der Verstromung von 1 t Rohbraunkohle und 90 %iger Abscheidung von CO_2 aus dem Reingasstrom ca. 889 kg CO_2 anfallen. Der Wirkungsgrad des Kraftwerks (η_{KW}) ist in Fallbeispiel 2 kleiner als in Fallbeispiel 1, weil für eine verbesserte Abscheidung von SO_2 in Fallbeispiel 2 ein höherer Eigenenergieverbrauch entsteht. Für die Abscheidung und Verdichtung des CO_2 ist zusätzlich ein großer Energieaufwand notwendig (348,6 kWh/t Rohbraunkohle). Insgesamt können mit dem Gesamtsystem der Gewinnung und Verstromung von 1 t Rohbraunkohle im Fallbeispiel 2 lediglich 473,7 kWh an elektrischer Energie ($E_{E,2}$) bereitgestellt werden. Unter Berücksichtigung des Energiebedarfs für den Tagebaubetrieb inklusive der Grubenwasserreinigung und des Energiebedarfs für das Abscheiden und Verdichten von CO_2 wird der Netto-Wirkungsgrad ($\eta_{Netto,2}$) des Gesamtsystems nach (Gl. 155) berechnet.

$$\eta_{Netto,2} = \frac{E_{E,T} - E_{E,TGB} - E_{E,GWR} - E_{E,AB} - E_{E,VDT}}{H_u \cdot m_{RBK}} \cdot 100 \qquad \text{(Gl. 155)}$$

mit
$\eta_{Netto,2}$ Netto-Wirkungsgrad des Gesamtsystems, Fallbeispiel 2 [%]
$E_{E,AB}$ Energieverbrauch für das Abscheiden von CO_2 [kWh]
$E_{E,VDT}$ Energieverbrauch für das Verdichten von CO_2 [kWh]

Der Netto-Wirkungsgrad für das Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ mit CO_2-Abscheiden und Verdichten beträgt

$$\eta_{Netto,2} = 19{,}7\ \%.$$

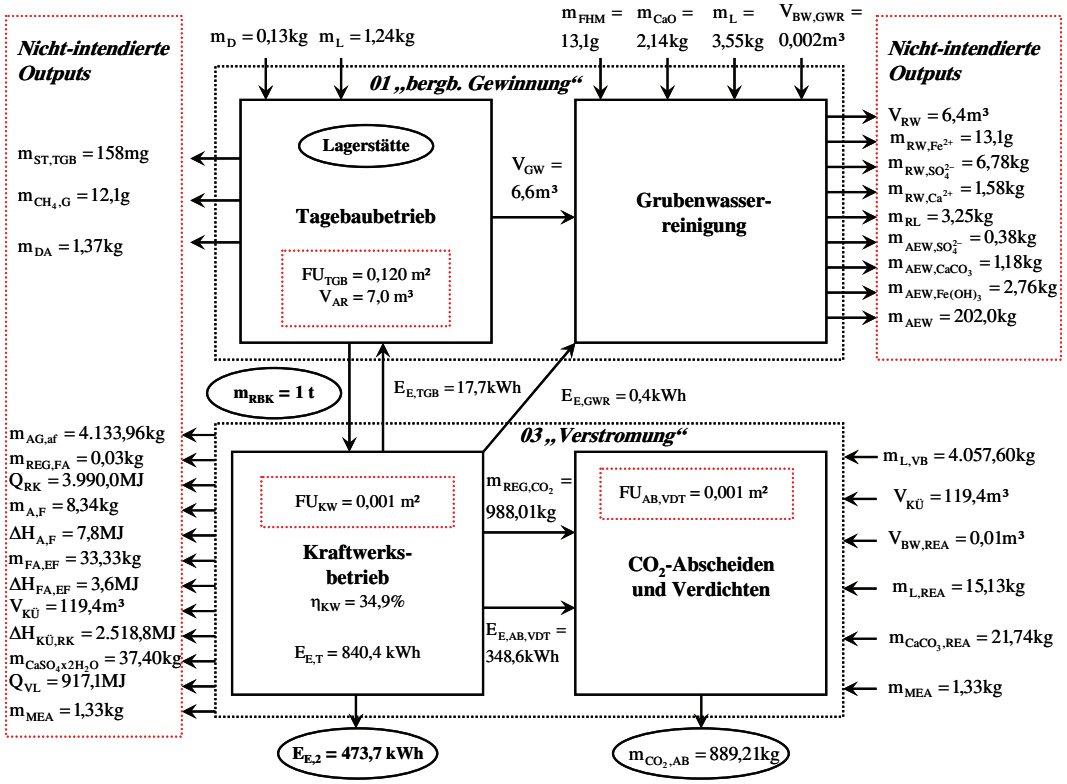


Abbildung 40: Inputs und Outputs im Fallbeispiel 2

Aus den hier berechneten und den in Tabelle 27 zusammengefassten Werten kann abgeleitet werden, dass fast die 1,8 fache Menge an qualitativ gleichwertiger Rohbraunkohle abgebaut, gefördert und verstromt werden müsste, um mit Abscheiden und Verdichten von 90 % des CO_2 aus dem Reingasstrom denselben Betrag an elektrischer Energie bereitstellen zu können. Dadurch würde der CO_2-Ausstoß pro 1.000 Kilowattstunden (entspricht einer Megawattstunde) an Elektroenergie bezogen auf das Gesamtsystem von 1.183 kg (Fallbeispiel 1) auf 209 kg (Fallbeispiel 2) sinken. Dazu müssten vermutlich mindestens ein zusätzlicher Tagebau und ein zusätzliches Kraftwerk errichtet werden. Außerdem würden die vorhandenen Ressourcen wesentlich schneller als heute geplant abgebaut und genutzt werden. Vor diesem Hintergrund erscheint es nicht sinnvoll, konventionelle Dampfkraftwerke mit CO_2-Abscheidung und Verdichtung nachzurüsten. Unter der Annahme, dass weiterentwickelte Verfahren zur Abscheidung und Verdichtung des CO_2 aus dem Reingasstrom vollständig in neue Kraftwerke integriert (und nicht nachgerüstet) werden und nicht so hohe Energieverbräuche aufweisen, wie die hier angenommene Aminwäsche mit Lösemittelregeneration und anschließender Verdichtung des CO_2, können Abscheidung und Behandlung des CO_2 für Kraftwerke in der Zukunft jedoch eine sinnvolle Maßnahme zur Vermeidung nicht-intendierter CO_2-Emissionen sein.

Abschließend werden hier die Kennzahlen für die Flächeninanspruchnahme durch die einzelnen Betriebsbereiche in Tabelle 22 aufgeführt. Die Flächennutzung berücksichtigt die Zeitdauer der Nutzung, sie wird deshalb in [m²·a/t] angegeben, während die Flächenumwandlung den Flächenverbrauch im fortlaufenden Produktionsprozess angibt [m²/t], (vergleiche Kapitel 2.2.2).

Tabelle 22: Flächennutzung und Flächenumwandlung durch die einzelnen Betriebsbereiche

	Flächennutzung FN in [m²·a/t]	***Flächenumwandlung FU in [m²/t]***
Tagebaubetrieb (inklusive Grubenwasserreinigung)	5,387	0,120
Kraftwerksbetrieb	0,025	0,001
CO_2-Abscheiden und Verdichten	0,025	0,001

Aus Tabelle 22 wird ersichtlich, dass sowohl Flächennutzung als auch Flächenumwandlung für den Kraftwerksbetrieb (mit oder ohne CO_2-Abscheiden und Verdichten) wesentlich kleiner sind als für den Tagebaubetrieb. Für die Bewertung des Gesamtsystems spielt deshalb nur die Flächeninanspruchnahme durch den Tagebau eine Rolle und die auf dieser Fläche entstehende neue Landschaft.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Für die Aktivitäten im Zusammenhang mit Bergbau und Stromerzeugung werden Landflächen in Anspruch genommen, Betriebsmittel eingesetzt und Energie verbraucht. Betriebsbegleitend werden Stoff- und Energieströme freigesetzt, die bezüglich ihrer Funktion in der Rohstoff- und Energieversorgungskette fast immer ohne Bedeutung sind. Sie bilden daher nicht die Produktionsziele des Bergbaus und der Stromerzeugung und sind in der Regel in ihren ökonomischen und ökologischen Auswirkungen belastend, sie sind nicht-intendiert. Die Kenntnis der Quantitäten und Qualitäten dieser nicht-intendierten Outputs in Abhängigkeit von den einzelnen Prozessen und deren Parametern ist die Voraussetzung für technisch-wirtschaftliche Maßnahmen zu ihrer Beeinflussung. In der vorliegenden Arbeit wird die Methodik zur Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs entwickelt und auf die Gewinnung und Verstromung von Braunkohle angewendet.

Die Systemanalyse und die Untersuchung der Rahmenbedingungen für die Gewinnung und Verstromung von Braunkohle in Deutschland zeigen ein komplexes, aus vielen verschiedenen Einzelprozessen bestehendes Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ mit zahlreichen systemrelevanten Einflussfaktoren auf. Das Gesamtsystem wird hierarchisch strukturiert und in die beiden Teilsysteme 01 „bergbauliche Gewinnung“ und 03 „Verstromung“ unterteilt. Für die beiden Teilsysteme werden Haupt-, Begleit- und Hilfsprozesse identifiziert und als Subsysteme erster Ordnung definiert. Um die Zuordnung der nicht-intendierten Outputs zu einzelnen Prozessen sicherzustellen, werden die Subsysteme erster Ordnung prozessorientiert weiter in Subsysteme zweiter Ordnung untergliedert, denen Einzelprozesse als Elemente zugeordnet werden. Dabei werden auch Prozesse berücksichtigt, die sich zurzeit in der Entwicklung befinden und großtechnisch noch keine Anwendung finden, wie z.B. die mikrobiologisch unterstützte Grubenwasserreinigung und die Abscheidung und Verdichtung des bei der Verstromung von Kohle entstehenden Kohlendioxids (CO_2). Die Entsorgung des abgeschiedenen CO_2 bzw. seine Nutzung werden nicht berücksichtigt.

Zur Erfassung der nicht-intendierten Outputs bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle werden in der vorliegenden Arbeit ein Tagebau mit Direkt-Versturz-System und Grubenwasserreinigung sowie ein konventionelles Braunkohlenkraftwerk mit unterkritischen Dampfparametern und nachgeschalteter Abscheidung und Verdichtung des CO_2 als Gesamtsystem untersucht. Insgesamt werden 47 Subsysteme und Elemente in die Modellbildung als Grundlage für die Berechnung der nicht-intendierten Outputs einbezogen und in vier separaten Stoff- und Energiestromnetzen für den „Tagebaubetrieb“, die „Grubenwasserreinigung“, den „Kraftwerksbetrieb“ sowie das „Abscheiden und Verdichten von CO_2“ abgebildet.

Die nicht-intendierten Outputs werden für die einzelnen Prozesse mit Hilfe mathematischer Modelle in Abhängigkeit definierter Modellparameter berechnet und über die Systemstruktur zusammengefasst. Der Bezugszeitraum für die Berechnung der nicht-intendierten Outputs beträgt ein Betriebsjahr im Regelbetrieb eines Tagebaus bzw. eines Kraftwerks. Die ermittelten nicht-intendierten Outputs werden als Kennzahlensysteme bezogen auf die Gewinnung einer Tonne Rohbraunkohle und die Bereitstellung einer Megawattstunde elektrischer Energie angegeben. Die Kennzahlen stellen den Ausgangspunkt für ökologische und ökonomische Bewertungen der nicht-intendierten Outputs dar. Ansätze dafür werden in der Arbeit aufgezeigt.

Für zwei Fallbeispiele werden die nicht-intendierten Outputs, die bei der Gewinnung und Verstromung von Braunkohle entstehen, ermittelt. Im Fallbeispiel 1 erfolgt dies ohne die Abscheidung und Verdichtung von CO_2. Unter Berücksichtigung des Energiebedarfs für den Kraftwerksbetrieb, den Tagebaubetrieb und die Grubenwasserreinigung wird ermittelt, dass mit

dem Gesamtsystem der Gewinnung und Verstromung von einer Tonne Rohbraunkohle (mit einem unteren Heizwert von 8.659 kJ/kg) insgesamt 835,1 kWh an elektrischer Energie bereitgestellt werden können. Daraus wird für das Gesamtsystem ein Netto-Wirkungsgrad von 34,7 % berechnet. Für die Erzeugung einer Megawattstunde elektrischer Energie werden in diesem Fall 1,2 t Braunkohle abgebaut, gefördert und verstromt, 8,4 m³ Abraum bewegt sowie 7,9 m³ Grubenwasser gereinigt. 7,7 m³ Reinwasser werden mit einer Fracht von 8,1 kg Sulfat abgeleitet und 242 kg Alkalisches-Eisenhydroxid-Wasser als Schlamm aus der Grubenwasserreinigung im Tagebau deponiert. Neben zahlreichen weiteren nicht-intendierten Outputs, die in Kapitel 6.5 zusammengefasst sind, werden 1.183 kg CO_2/MWh und 0,8 kg SO_2/MWh als gasförmige Emissionen freigesetzt.

In Fallbeispiel 2 wird der Energiebedarf für das Abscheiden und Verdichten von CO_2 mitberücksichtig. Mit dem Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ können in diesem Fall aus einer Tonne Braunkohle derselben Qualität nur 473,7 kWh an elektrischer Energie bereitgestellt werden. Der Netto-Wirkungsgrad des Gesamtsystems wird auf 19,7 % reduziert. Für die Erzeugung einer Megawattstunde elektrischer Energie müssten in diesem Fall 2,1 t Braunkohle abgebaut, gefördert und verstromt werden. Dazu müssten 14,8 m³ Abraum bewegt und 13,9 m³ Grubenwasser gereinigt werden. 13,5 m³ Reinwasser müssten mit einer Fracht von 14,3 kg Sulfat abgeleitet und 426 kg Alkalisches-Eisenhydroxid-Wasser als Schlamm aus der Grubenwasserreinigung deponiert werden. Mit 209 kg CO_2/MWh und 0,2 kg SO_2/MWh würde deutlich weniger CO_2 und SO_2 emittiert als in Fallbeispiel 1.

Die Berechnungen zeigen, dass fast die 1,8 fache Menge an qualitativ gleichwertiger Rohbraunkohle abgebaut, gefördert und verstromt werden müsste, um mit dem Gesamtsystem zur Gewinnung und Verstromung von Braunkohle in einem konventionellen Dampfkraftwerk, das mit Anlagen zur Abscheidung und Verdichtung von 90 % des CO_2 aus dem Reingasstrom nachgerüstet wird, denselben Betrag an elektrischer Energie bereitstellen zu können wie ohne CO_2-Abscheidung und Verdichtung. In Zusammenhang mit der CO_2-Abscheidung sinken die Mengen an freigesetztem CO_2 und SO_2 als nicht-intendierte Outputs. Alle anderen nicht-intendierten Outputströme würden sich jedoch beträchtlich vergrößern.

Anhand des definierten Referenzsystems konnte in zwei Fallbeispielen gezeigt werden, dass die entwickelte Methodik zur Abbildung der Systemstruktur und zur Erfassung der nicht-intendierten Outputs in Abhängigkeit definierter Modellparameter geeignet ist. Die berechneten Ergebnisse ermöglichen einen detaillierten Einblick in die Entstehung der nicht-intendierten Outputs bei einzelnen Prozessen in dem Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“.

Auf Grund seiner hierarchischen Struktur kann das abgebildete System jederzeit erweitert oder verfeinert und damit an den konkreten Anwendungsfall angepasst werden. In die Systemstruktur können beliebig genaue Modelle für die einzelnen Prozesse integriert werden. Zusätzlich können auch weitere Stoff- und Energieströme eingebunden werden. Durch Einsatz der Methodik in der Praxis und Datenerfassung vor Ort können die Prozessmodelle und Parameter überprüft und an Betriebsdaten angepasst werden. Bei Einbeziehung einer großen Anzahl von Betrieben kann sukzessive eine praxisnahe Modelldatenbank erstellt werden. Prozessmodelle und Datenausgleichsrechnungen reduzieren den Aufwand für die Datenerhebung. Unter der Voraussetzung der Gewinnung und Verstromung etwa gleichwertiger Braunkohlen können die berechneten Kennzahlen für Vergleiche verschiedener Tagebaue und Kraftwerke herangezogen werden und eventuell einem *Benchmarking* innerhalb der Branche dienen.

8 Literaturverzeichnis

Ahbe, S. ; Braunschweig, A. ; Müller-Wenk, R.: Methodik für Ökobilanzen auf Basis ökologischer Optimierung. - Bern, 1990. – (Schriftenreihe Umwelt Nr. 133; Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL))

Antón, A. ; Castells, F. ; Montero, J.I.: Land use indicators in life cycle assessment : Case study: The environmental impact of Mediterranean greenhouses. // In: Journal of Cleaner Production. – 15 (2007), 5. – S. 432 – 438

Arnold, I. ; **Rolland**, W.: Braunkohlenbergbau in sensiblen Naturräumen : Schutz- und Ausgleichsmaßnahmen der Vattenfall Europe Mining AG exemplarisch dargestellt für die Tagebaue Cottbus-Nord und Jänschwalde. // In: World of Mining – Surface & Underground. – 57 (2005), 6. – S. 383 - 389

Asmus, S. ; **Dose**, T.: CO_2-Speicherung im tiefen Untergrund. // In: World of Mining – Surface & Underground. – 60 (2008), 5. – S. 294 - 303

Asmus, S. ; **Thielemann**, T.: Entstehung, Lagerstätten, Hauptförderländer. // In: Stoll, R.D. ; Niemann-Delius, Ch. ; Drebenstedt, C. ; Müllensiefen, K. (Hrsg.): Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2009

Baehr, H.D. ; **Kabelac**, S.: Thermodynamik. – 14. Aufl. – Dordrecht, Heiderberg, London, New York : Springer, 2009

Baumgarten, B.: Petri-Netze : Grundlagen und Anwendungen. – 2. Aufl. – Heidelberg, Berlin : Spektrum, 1996

Bertram, H.-U.: Verteilen – Vergraben – Vergessen : Grundsätzliche Überlegungen zur Verwertung von mineralischen Abfällen. // In: Thomé-Kozmiensky, K.J. (Hrsg.): Recycling und Rohstoffe : Band 1. – Neuruppin : TK Verlag, 2008

Bertrams, H.-J. ; **Witzel**, J.: Nebenprozesse und Infratsruktur in den Braunkohletagebauen des Rheinischen Reviers. // In: Stoll, R.D. ; Niemann-Delius, Ch. ; Drebenstedt, C. ; Müllensiefen, K. (Hrsg.): Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2009. S. 289 - 322

Bielig, T. ; **Kuyumcu**, H.Z., 2: Acquisition and assessment of non-intended outputs in the lignite industry. // In: Agioutantis, Z. ; Komnitsas, K. (Eds.): Conference Proceedings :amireg 2009 : 3rd International Conference Towards sustainable development: Assessing the footprint of resource utilization and hazardous waste management. – Athens, Greece, 7 – 9 September 2009. – S. 30 - 35

Bielig, T. ; **Kuyumcu**, H.Z., 1: Erfassung und Bewertung nicht-intendierter Outputs in Bergbaubetrieben – ein systemanalytischer Ansatz. // In: Thomé-Kozmiensky, Karl J. ; Goldmann, Daniel (Hrsg.): Recycling und Rohstoffe : Band 2. – Neuruppin : TK Verlag, 2009. – S. 657 - 670

Bielig, T. ; Rosenkranz, J. ; Kuyumcu, H.Z.: Methodology for the Process Based Acquisition and Assessment of Non-Intended Outputs in the Mining Industry. // In: CLEAN Soil Air Water : A Journal of Sustainability and Environmental Safety. – 35 (2007), 4. – S. 370 - 377

Bielig, T. ; Kuyumcu, H.Z. ; Hennig, W.: Entwicklung einer Methode zur Erfassung und Bewertung von nicht-intendierten Outputs in Bergbaubetrieben. // In: World of Mining – Surface & Underground. – 57 (2005), 5. – S. 327 - 335

Brandt, F.: Brennstoffe und Verbrennungsrechnung. – Essen : Vulkan-Verlag, 1981

Braunschweig, A. ; **Müller-Wenk**, R.: Ökobilanzen für Unternehmungen : eine Wegbegleitung für die Praxis. – Bern, Stuttgart, Wien : Haupt, 1993

Briem, S. ; Blesl, M. ; Corradini, R. ; Eltrop, L. ; Fahl, U. ; Gürzenich, D. ; Krewitt, W. ; Ohl, M. ; Mörschner, J. ; Richter, J. ; Tryfonidou, R. ; Viebahn, P. ; Voß, A. ; Wagner, H.-J.: Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. – Düsseldorf : VDI, 2004

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (**BGR**) (Hrsg.): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007. – Hannover, 2008. – (http://www.bgr.bund.de/cln_101/nn_323902/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie__Kurzf__2007,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Energiestudie_Kurzf_2007.pdf, abgerufen am 10.12.2008)

Bundesberggesetz (**BBergG**) vom 13. August 1980. // In: BGBl. I S. 1310. - zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 9. Dezember 2006. // In: BGBl. I S. 2833

Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung (**BBodSchV**) vom 12. Juli 1999. // In: BGBl. I S. 1554. - geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 23. Dezember 2004. // In: BGBl. I S. 3758

Bundesverband Braunkohle (**DEBRIV** Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.): Presse-/Öffentlichkeitsarbeit : Grafiken und Folien. – Köln, 2010. – (http://www.braunkohle.de/pages/grafiken.php?page=240, abgerufen am 05.04.2010)

Bundesverband Braunkohle (**DEBRIV** Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.) (Hrsg.): Braunkohle in Deutschland 2007 : Profil eines Industriezweiges. – Köln, 2007

Buschsieweke, F.: Dampfwirbelschichttrocknung von Braunkohle. – Stuttgart : Universität, 2006. – (Dissertation)

Chadwick, J.: Mibrag lignite. // In: IM : International Mining. – (2008), 3. – S. 16 - 23

Curran, M.A.: Co-Product and Input Allocation Approaches for Creating Life Cycle Inventory Data: A Literature Review. // In: Int. J. LCA. – 12 (2007), 1. – S. 65 - 78

Daenzer, W.F. ; **Huber**, F. (Hrsg.): Systems Engineering : Methodik und Praxis. – 8., verbesserte Aufl. – Zürich : Verlag Industrielle Organisation, 1994

Dähnert, D. ; **Ketzmer**, W.: Das Lausitzer Braunkohlenrevier – ein Verbundsystem moderner, wettbewerbsfähiger Tagebaue. // In: World of Mining – Surface & Underground. – 58 (2006), 4. – S. 206 – 216

DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle, 2: Emissionshandel: Die Zuteilung von Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2008-2012. – Berlin : DEHSt, 2008. – (http://www.dehst.de/cln_162/SharedDocs/Downloads/Publikationen/Zuteilung2012__Auswertung__Zuteilung,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Zuteilung2012_Auswertung_Zuteilung.pdf, abgerufen am 12.11.2008)

DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle, 1: Grundlagen des Emissionshandels. - Berlin : DEHSt, 2008. - (http://www.dehst.de/cln_153/nn_476210/DE/Emissionshandel/Grundlagen/Grundlagen__node.html?__nnn=true, abgerufen am 04.04.2008)

Drebenstedt, C.: Betriebsmittel, Betriebstechnik und Betriebsorganisation im Tagebau : Kontinuierliche Abbausysteme im Tagebaubetrieb. // In: Stoll, R.D.; Niemann-Delius, Chr. ; Drebenstedt, C. ; Müllensiefen, K. (Hrsg.): Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2009. – S. 203 - 261

Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes : Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen (**13. BImSchV**) vom 20. Juli 2004. // In: BGBl. I S. 1717 (2847). - zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 27. Januar 2009. // In: BGBl. I S. 129

Effenberger, H.: Dampferzeugung. Berlin u.a. : Springer, 2000

Eiserman, W. ; Johnson, P. ; Congler, W.l.: Estimating thermodynamic Properties of Coal, Tar and Ash". // In: Fuel Processing Technology. – (1980), 3. – S. 39-53

EPA Environmental Protection Agency: Environmental Footprint and Costs of Coal-Based Integrated Gasification Combined and Pulverized Coal Technologies : Final Report. – Washington, DC, 2006. - (EPA-430/R-06/006, http://www.epa.gov/airmarkets/resource/docs/IGCCreport.pdf, abgerufen am 17.07.2007)

EPER European Pollutant Emission Register: Detaildarstellung für Betrieb Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG, Kraftwerk Jänschwalde, 2004. – (http://www.eper.de/eper2/0_common/0_details.php?id=06-12-40710010000, abgerufen am 14.09.2009)

Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz : Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – **TA Luft**. // In: Geimeinsames Ministerialblatt. – (2002), 25 – 29. – S. 511 - 605

Eurogypsum : Verband der Europäischen Gipsindustrien (Hrsg.): REA-Gips : Qualitätskriterien und Analysenmethoden. Brüssel, 2005. – (http://www.eurogypsum.org/Pages%20links/FGD%20Gypsum%20-%20Quality%20Criteria%20and%20Analysis%20Methods.pdf, abgerufen am 21.09.2009)

Europa: Das EU-Klimapaket. – Europäisches Parlament : Pressedienst, 08.12.2008. – (http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+PDF+V0//DE&language=DE, abgerufen am 18.05.2009)

Fischedick, M. ; Esken, A. ; Pastowski, A. ; Schüwer, D. ; Supersberger, N. ; Nitsch, J. ; Viebahn, P. ; Bandi, A. ; Zuberbühler, U. ; Edenhofer, O.: Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS). – Wuppertal, 2007. – (http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/38826, abgerufen am 12.07.2007)

Fischedick, M.; Günster, W. ; Fahlenkamp, H. ; Meier, H.-J. ; Neumann, F. ; Oeljeklaus, G. ; Rode, H. ; Schimkat, A. ; Beigel, J. ; Schüwer, D.: CO_2-Abtrennung im Kraftwerk – Ist eine Nachrüstung für bestehende Anlagen sinnvoll? // In: VGB PowerTech. – 86 (2006), 4. – S. 108 - 117

Fischer, H. ; Wucherer, Ch. ; Wagner, B. ; Burschel, C.: Umweltkostenmanagement : Kosten senken durch praxiserprobtes Umweltcontrolling. – München, Wien : Hanser, 1997

Frenz, W.: Bestandsschutz im Emissionshandel. // In: Frenz, W. (Hrsg.): Bergbauliche Abfälle und Emissionshandel. – Clausthal-Zellerfeld : GDMB, 2007. – S. 117 - 130

Frischknecht, R. ; **Jungbluth**, N. (Eds.): ecoinvent report No. 1 : Overview and Methodology : Data v1.1. – Duebendorf, 2004. – (http://www.ecoinvent.org/fileadmin/ documents/en/ 01_OverviewAndMethodology.pdf, abgerufen am 17.07.2007)

Frischknecht, R. (Hrsg.): Ökoinventare für Energiesysteme : Grundlagen für den Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz : Teil I. – 2. Aufl. – Zürich, 1995. – S. 17 – 20

Fritsche, U.R. ; Leuchtner, J. ; Matthes, F.C. ; Rausch, L. ; Simon, K.-H.: Umweltanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen: Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1 - erweiterter und aktualisierter Endbericht. – Darmstadt, Freiburg, Berlin, Kassel, 1994. – (http://www.oeko.de/service/gemis/de/index.htm, abgerufen am 10.03.2009)

Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen : Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (**TEHG**) vom 8. Juli 2004. // In: BGBl. I S. 1578. – zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008. // In: BGBl. I S. 2074

Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 : Zuteilungsgesetz 2012 (**ZuG 2012**) vom 7. August 2007. // In: BGBl. I S. 1788

Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege : Bundesnaturschutzgesetz (**BNatSchG**) vom 25. März 2002. // In: BGBl. I S. 1193. - zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2008. // In: BGBl. I S. 2986

Gesetz zum Schutz vor schädlichen Bodenveränderungen und zur Sanierung von Altlasten : Bundes-Bodenschutzgesetz (**BBodSchG**) vom 17. März 1998. // In: BGBl. I S. 502. - zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 9. Dezember 2004. // In: BGBl. I S. 3214

Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge : Bundes-Immissionsschutzgesetz (**BImSchG**) in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. September 2002. // In: BGBl. I S. 3830. - zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 23. Oktober 2007. // In: BGBl. I S. 2470

Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Beseitigung von Abfällen : Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (**KrW-/AbfG**) vom 27. September 1994. // In: BGBl. I S. 2705. - zuletzt geändert durch Artikel 5 der Verordnung vom 22. Dezember 2008. // In: BGBl. I S. 2986

Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (**UVPG**) in der Fassung der Bekanntmachung vom 25. Juni 2005. // In: BGBl. I S. 1757, 2797. – zuletzt geändert durch Artikel 7 der Verordnung vom 22. Dezember 2008. // In: BGBl. I S. 2986

Goedkoop, M. ; **Spriensma**, R.: The Eco-indicator 99 : A damage oriented method for Life Cycle Impact Assessment : Methodology Report. – Third edition. – Amersfoort (NL), 2001. – (http://www.pre.nl/download/EI99_methodology_v3.pdf, abgerufen am 05.02.2008)

Görlach, B. ; Kathöfer, V. ; Buchner, L. ; Gagelmann, F. ; Guddas, I. ; Hohmuth, T. ; Hölzer-Schopohl, O. ; Kühleis, Ch. ; Landgrebe, J. ; Lange, S. ; Olaniyon, A. ; Rosenbohm, K. ; Schmidt, Y.; Schwalb, O. ; Seidel, W. ; Steegmann, J. ; Thorne, Ch. ; Wolf, M. ; Wolke, F.: Emissionshandel: Auswertung der ersten Handelsperiode 2005–2007. – Berlin, 2009. – (http://www.dehst.de/cln_099/SharedDocs/Downloads/Publikationen/Auswertung__1__Handel

speriode,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Auswertung_1_Handelsperiode.pdf, abgerufen am 25.02.2009)

Hanisch, H.-M.: Petri-Netze in der Verfahrenstechnik : Modellierung und Steuerung verfahrenstechnischer Systeme. – München, Wien : Oldenbourg, 1992

Hejny, H.: EU Legislation and Good practice Guides of Relevance for the EU Extractive Industry. – Belgrad, 2007. – (http://web.uzzpro.sr.gov.yu/kzpeu/taiex_prezentacije/070315beograd/paper_hejny_taiex2007_belgrade.pdf, abgerufen am 12.03.2008)

Henkel, J.: Life Cycle Assessment of Carbon Dioxide Capture and Storage. Berlin : Technische Universität, 2006. – (Diplomarbeit)

Institut für Umweltinformatik Hamburg GmbH (**ifu**) ; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (**ifeu**) (Hrsg.): Umberto : Software für das betriebliche Stoffstrom-management : Benutzerhandbuch : Version Umberto 5, 2005

Institut für Umweltinformatik Hamburg GmbH (ifu) ; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu): Software **Umberto** 5 *Umberto educ*, 1995 – 2008

Janneck, E.: Mikrobiologische Prozesse als Alternative bzw. Ergänzung zur konventionellen Aufbereitung von Grubenwässern. – Dresden : Technische Universität, 2007. – (http://www.tu-dresden.de/fghhisi/src/index.php?id=6&language=de&session_id=none&sortby=1, abgerufen am 28.01.2008)

Janneck, E. ; Schröder, A. ; Schlee, K. ; Glombitza, F. ; Rolland, W.: Senkung des Kalkverbrauches bei der Grubenwasserreinigung durch physikalische Entfernung der ungebundenen Kohlensäure. // In: Wissenschaftliche Mitteilungen der Technischen Universität Bergakademie Freiberg. – 35 (2007). – S. 27 – 34

Janneck, E. ; Schlee, K. ; Arnold, I. ; Glombitza, F.: Einsatz neuer Belüftungssysteme zur Effizienzsteigerung bei der Grubenwasserbehandlung in der Lausitz. // In: Wissenschaftliche Mitteilungen der Technischen Universität Bergakademie Freiberg. – 31 (2006). – S. 29 – 35

Jungbluth, N. ; **Frischknecht**, R.: Land occupation and transformation in the Swiss life cycle inventory database ecoinvent 2000. // In: Halberg, Niels (ed.): Life Cycle Assessment in the Agri-food sector. – Bygholm (Denmark), 2003. – S. 135 – 142. – (http://www.lcafood.dk/lca_conf/DJFrapport_paper_2_poster.pdf, abgerufen am 22.09.2009)

Kaltenbach, E. ; **Maaßen**, U.: Braunkohle. // In: Sonderdruck aus BWK 4 (2008). S. 1 – 12

Kirchner, M. ; Petri, R. ; Asenbaum, P. ; Jung, D.: Nachbarschaftsschutz und Braunkohlenbergbau. // In: Stoll, R.D. ; Niemann-Delius, Ch. ; Drebenstedt, C. ; Müllensiefen, K. (Hrsg.): Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2009. – S. 453 – 467

Klaus, W.: Einführung in die Paläobotanik – Fossile Pflanzenwelt und Rohstoffbildung : Band I. – Wien : Franz Deuticke, 1987

Klocek, G.: Abbau mit kontinuierlichem Direktversturz am Beispiel des Tagebaus Jänschwalde. // In: Stoll, R.D. ; Niemann-Delius, Ch. ; Drebenstedt, C. ; Müllensiefen, K. (Hrsg.): Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2009. – S. 151 - 163

Köhler, D. ; Layer, G. ; Schwaiger, K.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Teil IV : Energetische Untersuchung eines Braunkohlekraftwerkes. – München, 1996. - (http://www.ffe.de/download/gabie/bk_kw.pdf, abgerufen am 24.09.2007)

Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft : Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. – Berlin, Heidelberg, New York : Springer, 2007

Kopp-Assenmacher, S.: Zuteilungsregeln im ZuG 2012 – Strategiewechsel oder Fortschreibung des ZuG 2007. // In: Frenz, Walter (Hrsg.): Bergbauliche Abfälle und Emissionshandel. – Clausthal-Zellerfeld : GDMB, 2007. – S. 207 - 216

Kugeler, K. (Hrsg.): Energiewirtschaft : Teil I. Aachen : RWTH Aachen, 2001. – (Vorlesungsskript)

Kugeler, K. ; **Phlippen**, P.-W.: Energietechnik : technische, ökonomische und ökologische Grundlagen. - 2. Aufl. - Berlin u.a. : Springer, 1993

Kunze, G. ; Göhring, H. ; Jacob, K.: Baumaschinen : Erdbau- und Tagebaumaschinen. – Braunschweig/Wiesbaden : Vieweg & Sohn, 2002

Kurtz, R. ; Abraham, J. ; Berg, F.: Verarbeitung von Braunkohle. // In: Dittmeyer, R. ; Keim, W. ; Kreysa, G. ; Oberholz, A. (Hrsg.): Chemische Technik : Prozesse und Produkte. – 5. Aufl. – Weinheim : WILEY-VCH, 2005. – S. 415 – 521

Kuyumcu, H.Z. ; Rosenkranz, J. ; Wilck, S.: Application of the Microwave Technology for the Processing of Iron Hydroxisulphates Recovered from Lignite Mine Acid Water. // In: Proceedings of XXIV International Mineral Processing Congress Beijing 2008. - Beijing (China), - S. 3878-3887

Lambertz, J. ; **Ewers**, J.: Clean Coal Power – Die Antwort der Kraftwerkstechnik auf die Herausforderungen der Klimavorsorge. // In: VGB PowerTech. – (2006), 5. – S. 72 – 78

Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe (**LBGR**) (Hrsg.): Immissionsschutz in Braunkohlentagebauen. – LBB-Richtlinie vom 10.12.2001. – (Ord.-Nr. 11/01; http://www.lbgr.brandenburg.de/sixcms/media.php/4055/c_ii_11_immissionsschutz_in_braunkohlentagebauen.pdf; abgerufen am 23.03.2009

Landwehrs, K. ; Weisheit, S. ; Müller, U.: Eignung von aufbereiteter Braunkohlenflugasche für die Verwendung als Zusatzstoff für Selbstverdichtenden Beton. – Potsdam, 2004. – (http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb05/482997729.pdf, abgerufen am 11.01.2010)

Lenz, R.: Die VO mineralische Abfälle als Umsetzung der RL bergbauliche Abfälle und ihre Auswirkungen auf den Steinkohlenbergbau. // In: Frenz, Walter (Hrsg.): Bergbauliche Abfälle und Emissionshandel. – Clausthal-Zellerfeld : GDMB, 2007. – S. 35 - 43

Lindeijer, E.: Review of land use impact methodologies. // In: Journal of Cleaner Production 8 (2000), 4. – S. 273 - 281

Linßen, J. ; Markewitz, P. ; Martinsen, D. ; Walbeck, M.: Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO_2-Abscheidung und Speicherung. – Jülich, 2006. – (http://www.cooretec.de/lw_resource/datapool/Neuigkeiten/Abschlussbericht.pdf, abgerufen am 23.06.2008)

Löffler, F.: Staubabscheiden. – Stuttgart u.a.: Thieme, 1988

Loew, T. ; Fichter, K. ; Müller, U. ; Schulz, W.F. ; Strobel, M.: Ansätze der Umweltkostenrechnung im Vergleich : Vergleichende Beurteilung von Ansätzen der Umweltkostenrechnung auf ihre Eignung für die betriebliche Praxis und ihren Beitrag für eine ökologische Unternehmensführung. – Berlin, 2003. – (http://www.umweltdaten.de/ publikationen/fpdf-1/2428.pdf, abgerufen am 04.12.2007)

Loew, T. ; **Strobel**, M.: Stoff- und Energieflussorientierte Kostenrechnung. // In: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ; Umweltundesamt (UBA) (Hrsg.): Handbuch Umweltcontrolling. – 2. Aufl. – München : Vahlen, 2001. – S. 523 - 536

Lottermoser, B.G.: Mine Wastes : Characterization, Treatment, Environmental Impacts. – 2. Ed. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2007

Lüder, K. ; vom Berg, W. ; Klein, U. ; Puch, K.-H.: Energiewirtschaftliche Nebenprodukte im Rahmen der Verwertungsverordnung für Abfälle. // In: Frenz, W. (Hrsg.): Bergbauliche Abfälle und Emissionshandel. – Clausthal-Zellerfeld : GDMB, 2007. – S. 107 - 115

Maaßen, U. ; **Schiffer**, H.-W.: Die deutsche Braunkohle im Energiemix – Gewinnung und Nutzung der Braunkohle im Jahr 2006. // In: Stoll, R.D. ; Niemann-Delius, Ch. ; Drebenstedt, C. ; Müllensiefen, K. (Hrsg.): Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2009. – S. 35 - 51

Maibach, M. ; Sieber, N. ; Bertenrath, R. ; Ewringmann, D. ; Koch, L. ; Thöne, M.: Praktische Anwendung der Methodenkonvention: Möglichkeiten der Berücksichtigung externer Umweltkosten bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen von öffentlichen Investitionen. – Zürich/Köln, 2007. – (http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3194.pdf, abgerufen am 22.09.2009)

Merten, D. ; **Kühndelt**, H.: Braunkohlenhewinnung und Braunkohlenbrikettierung in den neuen Bundesländern : Daten für die Jahre 1999, 2005, 2020. – Forschungszentrum Jülich, 1994. – (IKARUS – Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien Nr. 3-05)

Milà i Canals, L. ; Bauer, Ch. ; Depestele, J. ; Dubreuil, A. ; Freiermuth Knuchel, R. ; Gaillard, G. ; Michelsen, O. ; Müller-Wenk, R. ; Rydgren, B.: Key Elements in a Framework for Land Use Impact Assessment Within LCA. // In: International Journal of Life Cycle Assessment. – 12 (2007), 1. – S. 5 - 15

Möller, A.: Grundlagen stoffstrombasierter Betrieblicher Umweltinformationssysteme. Bochum : Projekt-Verlag, 2000

Möller, A.: Berechnungsverfahren unter Umberto. // In: Schmidt, Mario ; Häuslein, Andreas (Hrsg.): Ökobilanzierung mit Computerunterstützung: Produktbilanzen und betriebliche Bilanzen mit dem Programm Umberto®. – Berlin u.a. : Springer, 1997. – S. 115 - 130

Müller, D.: Klimaschutz durch Innovation: Das CCS-Projekt von Vattenfall. // In: Mensch & Technik. – 15 (2009), I. – S. 10/11

Müller, V.: Konventionelle Aufbereitung von Eisenhaltigen Grubenwässern am Beispiel der Grubenwasserreinigungsanlage Tzschelln. – Dresden : Technische Universität, 2007. - (Vortrag, http://www.tu-dresden.de/fghhisi/src/index.php?id=6&language=de&session_id=none&sortby=1, abgerufen am 28.01.2008)

Müller, W. ; **Schumacher**, C.: Begleitende Bereitstellung von natürlichen Sekundärrohstoffen. // In: Stoll, R.D. ; Niemann-Delius, Ch. ; Drebenstedt, C. ; Müllensiefen, K. (Hrsg.): Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2009. – S. 197 - 199

Müller-Wenk, R.: Die ökologische Buchhaltung : Ein Informations- und Steuerungsinstrument für umweltkonforme Unternehmenspolitik. - Frankfurt : Campus, 1978

Niemann-Delius, Ch. ; **Stoll**, R.D.: Überblick über die kontinuierliche Tagebautechnik. // In: Stoll, R.D. ; Niemann-Delius, Ch. ; Drebenstedt, C. ; Müllensiefen, K. (Hrsg.): Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2009. – S. 57 – 68

Oexmann, J. ; **Kather**, A.: Post-Combustion CO_2-Abtrennung in Kohlekraftwerken : Rauchgaswäsche mit chemischen Lösungsmitteln. // In: VGB PowerTech. – 89 (2009), 1/2 . – S. 92 - 103

Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.): Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (**GEMIS**) Version 4.42. – (http://www.oeko.de/service/gemis/de/index.htm, abgerufen am 05.11.2007)

Pape, J. ; Pick, E. ; Goebels, T.: Umweltkennzahlen und –systeme zur Umweltleistungsbewertung. // In: Baumast, A. ; Pape, J. (Hrsg.): Betriebliches Umweltmanagement : Theoretische Grundlagen : Praxisbeispiele. – 2. Aufl. – Stuttgart : Ulmer, 2003. – S. 188 - 202

Penk, T.: Betriebsorganisation am Beispiel eines Förderbrückenbetriebes in der Lausitz. // In: Stoll, R.D. ; Niemann-Delius, Ch. ; Drebenstedt, C. ; Müllensiefen, K. (Hrsg.): Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2009. – S. 375 - 426

Pflug, W.: Einführung. // In: Pflug, W. (Hrsg.): Braunkohlentagebau und Rekultivierung: Landschaftsökologie – Folgenutzung – Naturschutz. – Berlin u.a. : Springer, 1998. – S. 1 - 9

Pospischill, H.: Die Methanemissionen der vorgelagerten Kohle- und Erdgasprozeßkette und ihre Bedeutung am Beispiel der Strombereitstellung. – Forschungszentrum Jülich, 1993. – (Dissertation)

Radgen, P. ; Cremer, C. ; Warkentin, S. ; Gerling, P. ; May, F. ; Knopf, S.: Verfahren zur CO_2-Abscheidung und –Speicherung. – Dessau, 2006. – (http://www.umweltdaten.de/ publikationen/fpdf-l/3077.pdf, abgerufen am 01.11.2006)

Reinecke, M.: Ein Eindruck von Theorie und Anwendbarkeit der Petri-Netze. // In: Matthies, M. (Hrsg.): Stoffstromanalyse und –bewertung. – Osnabrück, 1997

Reisig, W.: Petri-Netze – Eine Einführung. – 2. Aufl. – Berlin u.a. : Springer, 1986

Richtlinie **2009/31/EG** des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006. // In. ABl. L 140 vom 05.06.2009. – S. 114

Richtlinie **2008/98/EG** über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien vom 19. November 2008 : Abfallrahmenrichtlinie. // In: ABl. L 312 vom 22.11.2008. – S. 3

Richtlinie **2008/50/EG** vom 21. Mai 2008 über Luftqualität und saubere Luft für Europa : Luftqualitätsrichtlinie. // In: Abl. L152 vom 11.06.2008. – S. 1

Richtlinie **2006/21/EG** vom 15. März 2006 über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie und zur Änderung der Richtlinie 2004/35/EG : Bergbauabfallrichtlinie. // In: ABl. L 102 vom 11.04.2006. – S. 15

Richtlinie **2006/118/EG** des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12. Dezember 2006 : EU-Grundwasserrichtlinie zum Schutz des Grundwassers vor Verschmutzung und Verschlechterung. // In: ABl. L 372 vom 27.12.2006. – S. 19

Richtlinie **2004/8/EG** vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG. // In: ABl. L 52 vom 21.02.2004. – S. 50

Richtlinie **2003/54/EG** des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. // In: ABl. L 176 vom 15.7.2003. – S. 37

Richtlinie **2003/96/EG** des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. // In: ABl. L 283 vom 31.10.2003. – S. 51

Richtlinie **2003/87/EG** des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 - über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. // In: ABl. L 275 vom 25.10.2003. – S. 32

Richtlinie **2001/80/EG** des Europäischen Parlaments und des Rate vom 23. Oktober 2001 zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft : Großfeuerungsanlagenrichtlinie. // In: ABl. L 319 vom 23.11.2002. – S. 30 – 30

Richtlinie **2000/60/EG** des Europäischen Parlaments und des Rate vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik : Wasser-Rahmenrichtlinie. // In: ABl. L 327 vom 22.12.2000. – S. 1

Richtlinie **94/22/EG** des Europäischen Parlaments und des Rates über die Erteilung und Nutzung von Genehmigungen zur Prospektion, Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen vom 30. Mai 1994. // In: ABl. Nr. L 164 vom 30. Juni 1994. – S. 3

Richtlinie **92/91/EWG** des Rates vom 3. November 1992 über Mindestvorschriften zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Arbeitnehmer in den Betrieben, in denen durch Bohrungen Mineralien gewonnen werden; 11. Einzelrichtlinie im Sinne des Artikels 16 Absatz 1 der Richtlinie 89/391/EWG. // In: ABl. L 348 vom 28.11.1992. – S. 9

Richtlinie **92/104/EWG** des Rates vom 3. Dezember 1992 über Mindestvorschriften zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Arbeitnehmer in übertägigen oder untertägigen mineralgewinnenden Betrieben; 12. Einzelrichtlinie im Sinne des Artikels 16 Absatz 1 der Richtlinie 89/391/EWG. // In: ABl. L 404 vom 31.12.1992. – S. 10

Richtlinie des Rates (**85/337/EWG**) vom 27. Juni 1985 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten. // In: ABl. L 175 vom 5.7.1985. – S. 40

Riebel, P.: Die Kuppelproduktion : Betriebs- und Marktprobleme. - Köln und Opladen : Westdeutscher Verlag, 1955. – (Habilitationsschrift an der Hochschule für Wirtschaft- und Sozialwissenschaften, Nürnberg)

Raumordnungsgesetz (**ROG**) vom 22. Dezember 2008. // In: BGBl. I S. 2986

Rüdiger, Ch.: Betriebliches Stoffstrommanagement. – Wiesbaden : DUV, 2000. – (Dissertation)

RWE Power AG (Hrsg.): Programm Klimaschutz : IGCC-Kraftwerk mit CO_2-Speicherung. – Essen, Köln, 2006

Schaefer, H. ; Geiger, B. ; Rudolph, M.: Energiewirtschaft und Umwelt. Bonn : Economica, 1995

Schaltegger, S. ; Herzig, Ch. ; Kleiber, O. ; Müller, J.: Nachhaltigkeitsmanagement in Unternehmen : Konzepte und Instrumente zur nachhaltigen Unternehmensentwicklung. - Berlin : MuK. GmbH, 2002

Schaltegger, S. ; **Sturm**, A.: Ökologieorientierte Entscheidungen in Unternehmen : Ökologisches Rechnungswesen statt Ökobilanzierung: Notwendigkeit, Kriterien und Konzepte. – 3. Aufl. (Internetausgabe) – Basel, 2000. – (http://www.uni-lueneburg.de/umanagement/csm/content/nama/downloads/download_publikationen/Schaltegger_Sturm_Oekologieorientierte_Entscheidungen.pdf, abgerufen am 21.05.2008)

Schmidt, M. ; **Keil**, R.: Stoffstromnetze und ihre Nutzung für mehr Kostentransparenz sowie die Analyse der Umweltwirkung betrieblicher Stoffströme. – Pforzheim : Fachhochschule, 2002. – (http://umwelt.hs-pforzheim.de/fileadmin/dokumente/2002/Beitraege103.pdf, abgerufen am 04.05.2007)

Schmidt, M.: Stoffstromnetze zwischen produktbezogener und betrieblicher Ökobilanzierung. // In: Schmidt, M. ; Häuslein, A. (Hrsg.): Ökobilanzierung mit Computerunterstützung: Produktbilanzen und betriebliche Bilanzen mit dem Programm Umberto®. – Berlin u.a. : Springer, 1997. – S. 11 - 24

Schmidt, M ; **Schorb**, A. (Hrsg.): Stoffstromanalysen in Ökobilanzen und Öko-Audits. – Berlin u.a. : Springer, 1995

Schmidt, R.: Rechtsgrundlagen und Genehmigungsverfahren als Rahmen bergbaulicher Tätigkeit. // In: Stoll, R.D. ; Niemann-Delius, Ch. ; Drebenstedt, C. ; Müllensiefen, K. (Hrsg.): Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2009. – S. 429 - 438

Schmidt-Bleek, F. ; Bringezu, S. ; Hinterberger, F. ; Liedtke, Ch. ; Spangenberg, J. ; Stiller, H. ; Welfens, M.J.: MAIA : Einführung in die Material-Intensitäts-Analyse nach dem MIPS-Konzept. – Berlin, Basel, Boston : Birkhäuser, 1998

Schroeckh, B.: Vorbereitung einer direkten Kohlebandverbindung vom Tagebau Jänschwalde zum Kraftwerk Jänschwalde. // In: World of Mining – Surface & Underground. – 59 (2007), 6. – S. 407 - 417

Schwab, A.J.: Elektroenergiesysteme : Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Berlin u.a. : Springer, 2006

Schwaiger, K.: Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE) : Teil I : Allgemeiner Teil. – München : Forschungsstelle für Energiewirtschaft der Gesellschaft für praktische Energiekunde e.V., 1996. – (http://www.ffe.de/download/gabie/kw_allg.pdf, abgerufen am 24.09.2007)

Schweinle, J. (ed.): The Assessment of Environmental Impacts caused by Land Use in the Life Cycle Assessment of Forestry and Forest Products. – Hamburg : Kommissionsverlag Wiedebusch, 2002

Schweinle, Jörg (ed.): Methoden zur Integration des Aspektes der Flächennutzung in der Ökobilanzierung. – Hamburg : Kommissionsverlag Wiedebusch, 2000

Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz : Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - **TA Lärm**. // In: Geimeinsames Ministerialblatt. – (1998), 26 S. 503

Singer, P.C. ; **Stumm**, W.: Acidic mine drainage: The rate-determining step. // In: Sciene. – 167 (1979). – S. 1121 - 1123

Starke, P.H.: Analyse von Petri-Netz-Modellen. – Stuttgart : Teubner, 1990

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Datenangebot Statistik der Kohlenwirtschaft zum Download. – Essen, Köln, 2009 (http://www.kohlenstatistik.de/, abgerufen am 24.09.2009)

Steinmetz, R.: Schematische Gegenüberstellung von Schaufelradbagger/Band/-Absetzer-Betrieb und Förderbrückenbetrieb bei der Abraumgewinnung und –verkippung in Braunkohletagebauen. // in: Braunkohle. – (1992), 3. – S. 5 – 7

Stelter, K.: Die VO mineralische Abfälle im Kontext der geplanten Änderung der Abfallrahmenrichtlinie. // In: Frenz, W. (Hrsg.): Bergbauliche Abfälle und Emissionshandel. – Clausthal-Zellerfeld : GDMB, 2007. – S. 45 - 56

Strauß, K.: Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. – 5., völlig aktualisierte und ergänzte Aufl. – Berlin Heidelberg New York : Springer, 2006

Strzodka, K. ; **Slaby**, D.: Aufgaben zur rationellen Energieanwendung und Gestaltung der Hilfsprozesse in Tagebauen. - // In: Neue Bergbautechnik. – 20 (1990), 4. – S. 134 - 139

Strzodka, K. u.a. (Autorenkollektiv): Tagebautechnik : Band I. – Leipzig : VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1979

Strzodka, K. u.a. (Autorenkollektiv): Tagebautechnik : Band II. – Leipzig : VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1980

Thomé-Kozmiensky, K.J. ; **Thiel**, S.: Abfallaufkommen und Entsorgungswege – Verwertungs- und Beseitigungspotential -. // In: Thomé-Kozmiensky, K.J. und Goldmann, D. (Hrsg.): Recycling und Rohstoffe : Band 2. – Neuruppin : TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2009. – S. 3 – 112

Umweltbundesamt (**UBA**) (Hrsg.): Externe Kosten kennen – Umwelt besser schützen : Die Methodenkonvention zur Schätzung externer Kosten am Beispiel Energie und Verkehr. - Dessau, 2007

UN: Kyoto-Protokoll, 1997. – (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpger.pdf, abgerufen am 03.04.2008)

UN: Klimarahmenkonvention, 1992. – (http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convger.pdf,

Van Krevelen, D.W.: Coal : Typology – Chemistry – Physics – Constitution. – Amsterdam, London, New York, Princton : Elsevier, 1961

Vattenfall Europe Mining & Generation (Hrsg.): Grubenwasserreinigungsanlage (GWRA) Tzschelln. - Cottbus, 10/2006

Vattenfall Europe Mining & Generation (Hrsg.): Braunkohlenkraftwerk Boxberg. – Cottbus, 01/2006. – (http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/154192vatt/Bergbau_und_Kraftwerke/P0276666.pdf, abgerufen am 22.09.2009)

Vattenfall Europe Mining & Generation (Hrsg.): Klimaschutz durch Innovation : Das CO_2-freie Kraftwerk von Vattenfall. - Berlin, 2006

VDI-Richtlinie **4600** Juni 1997: Kumulierter Energieaufwand : Begriffe, Definitionen, Bewertungsmethoden

Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 : Zuteilungsverordnung 2012 (**ZuV 2012**) vom 13. August 2007. // In: BGBl. I S. 1941

Verordnung über den **Braunkohlenplan** Tagebau Jänschwalde. // In: Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Brandenburg : Teil II. – 32 (2002). – S. 690 - 726

Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (**UVP-V Bergbau**) vom 13. Juli 1990. // In: BGBl. I S. 1420. - zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 24. Januar2008. // In: BGBl. I S. 85

VGB PowerTech e.V. (Hrsg.): Charakterisierung von Kraftwerkskohlen. – Essen : Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften, 2003. – (Richtlinie **VGB-R 210**)

Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes : Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (**4. BImSchV**) in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. März 1997. // In: BGBl. I S. 504. – zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 23. Oktober 2007. // In: BGBl. I S. 2470

Wagner, W. ; Overhoff, U.: Extended **IAPWS-IF97** Steam Tables. – Berlin u.a. : Springer, 2006

Wanzl, W. ; **Maerz**, U.: Entstehung und Petragraphie der Steinkohle. // In: Dittmeyer, R. ; Keim, W. ; Kreysa, G. ; Oberholz, A. (Hrsg.): Chemische Technik : Prozesse und Produkte. – 5. Aufl. – Weinheim : WILEY-VCH, 2005. – S. 251 – 258

Wietschel, M.: Stoffstrommanagement. - Frankfurt am Main u.a. : Peter Lang, 2002

Zehner, P.: Energieanlagen und Kraftwerkstechnik : Dampferzeuger. – Hannover : Leibniz Universität, 2006. – (Vorlesung, http://www.tfd.uni-hannover.de/70.html, abgerufen am 22.09.2009)

Zelkowski, Jacek: Kohlecharakterisierung und Kohleverbrennung : Kohle als Brennstoff, Physik und Theorie der Kohleverbrennung, Technik. – 2. Aufl. – Essen : Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften, 2004

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Vorgehensweise nach [Bielig et al., 2007]	3
Abbildung 2:	Strukturbild eines Bergbaubetriebes	4
Abbildung 3:	Hierarchische Struktur am Beispiel des Teilsystems 01	5
Abbildung 4:	Inputs und Outputs für das Element 01.03.04.02	6
Abbildung 5:	Gliederung des Stoffstromvektors	7
Abbildung 6:	Beurteilung der nicht-intendierten Outputs [Bielig et al., 2007]	10
Abbildung 7:	Angaben zur Energiewirtschaft in Deutschland 2007 [Statistik, 2009]	22
Abbildung 8:	Modifiziertes Van-Krevelen-Diagramm, nach [Van Krevelen, 1961]	23
Abbildung 9:	Internationale Klassifikation der Kohle [Statistik, 2009]	24
Abbildung 10:	Übersichtskarte [DEBRIV, 2007]	26
Abbildung 11:	Bagger-Band-Absetzer-System [DEBRIV, 2010]	30
Abbildung 12:	Direkt-Versturz-System [DEBRIV, 2010]	31
Abbildung 13:	GWRA, schematisch nach [Vattenfall, 10/2006]	36
Abbildung 14:	Prozesse in einem Braunkohlenkraftwerk, nach [Vattenfall, 01/2006]	39
Abbildung 15:	Gegenüberstellung der drei Verfahren [Radgen et al., 2006]	40
Abbildung 16:	Schema der Mahltrocknung [Buschsieweke, 2006]	42
Abbildung 17:	Weg des Rauchgases, nach [Kugeler & Phlippen, 1993]	43
Abbildung 18:	Kühlkreislauf mit Ablaufkühlung im Nasskühlturm, schematisch nach [Strauß, 2006]	44
Abbildung 19:	Schema eines Rohr- und eines Plattenelektrofilters [Schaefer, 1995]	45
Abbildung 20:	Schema eines einstufigen Kalkwaschverfahrens, nach [Strauß, 2006]	45
Abbildung 21:	Verfahren für die CO_2-Abscheidung aus [Radgen et al., 2006]	47
Abbildung 22:	Strukturbild des Gesamtsystems „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“	57
Abbildung 23:	Teil- und Subsysteme des untersuchten Gesamtsystems	61
Abbildung 24:	Struktur der Software Umberto [Schmidt & Keil, 2002]	63
Abbildung 25:	Stoff- und Energiestromnetz nach [Bielig & Kuyumcu, 2009, 2]	64
Abbildung 26:	Gliederung des Teilsystems 01 für einen Tagebau mit Direkt-Versurz-System	69
Abbildung 27:	Oberste Ebene des Stoff- und Energiestromnetzes „Tagebaubetrieb“	70
Abbildung 28:	Subnetz „Tagebaubetrieb“	71
Abbildung 29:	Stoffstromnetz für die Grubenwasserreinigung (GWR)	78
Abbildung 30:	Subnetz für 01.10.09 „Sedimentation“	79
Abbildung 31:	Stoff- und Energiestromnetz „Kraftwerksbetrieb“	91
Abbildung 32:	Gliederung des Subsystems 03.05 „Dampferzeugung“	100
Abbildung 33:	Gliederung des Subsystems 03.05 „Dampferzeugung“	103
Abbildung 34:	Gliederung des Subsystems 03.06	105

Abbildung 35: Idealer Clausius-Rankine-Prozess mit einfacher Zwischenüberhitzung 108
Abbildung 36: Stoff- und Energiestromnetz für das CO_2-Abscheiden und Verdichten 117
Abbildung 37: Unterkritischer Speisewasser/Dampf-Kreislauf im T-s-Diagramm 134
Abbildung 38: Sankey-Diagramm für die Energieströme im Braunkohlenkraftwerk 138
Abbildung 39: Inputs und Outputs im Fallbeispiel 1 142
Abbildung 40: Inputs und Outputs im Fallbeispiel 2 144

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Aufwand und Ertrag nach [Möller, 2000] 16

Tabelle 2: Chemische Zusammensetzung der Braunkohle [Kurtz et al., 2005] 25

Tabelle 3: Hauptbestandteile der Asche [Effenberger, 2000] 25

Tabelle 4: Überblick über Gewinnung und Verstromung der Braunkohle in den Revieren 2007 nach Angaben von [Statistik, 2009] 27

Tabelle 5: Braunkohlequalität in den Revieren nach [DEBRIV, 2007] 27

Tabelle 6: Qualitätsanforderungen an REA-Gips [Eurogypsum, 2005] 46

Tabelle 7: Inputs und Outputs des Stoff- und Energiestromnetzes „Tagebaubetrieb“ 76

Tabelle 8: Inputs und Outputs für das Stoffstromnetz „Grubenwasserreinigung“ 89

Tabelle 9: Richtwerte für die Mahlung von Braunkohle [Strauß, 2006] 93

Tabelle 10: Inputs und Outputs für das Stoff- und Energiestromnetz „Kraftwerksbetrieb“ 115

Tabelle 11: Inputs und Outputs für die Stoff- und Energiestromnetze „Kraftwerksbetrieb“ und „CO_2-Abscheiden und Verdichten“ 119

Tabelle 12: Flächennutzung [Braunkohlenplan, 2002] 122

Tabelle 13: Inputs und Outputs für einen Braunkohlentagebau mit Direkt-Versturz-System 125

Tabelle 14: Komponenten der Grubenwasserströme [Müller, 2007], [Janneck, 2007] 126

Tabelle 15: Ergebnisübersicht für die Grubenwasserreinigung 129

Tabelle 16: Zusammensetzung der Rohbraunkohle [Fritsche et al., 1994] 131

Tabelle 17: Modellparameter für einen unterkritischen Speisewasser/Dampfkreislauf, berechnet mit [IAPWS-IF97, 2006] 133

Tabelle 18: Spezifische Enthalpien des Kühlwasserstroms 135

Tabelle 19: Spezifische Wärmekapazitäten verschiedener Stoffsysteme [Brandt, 1981] 135

Tabelle 20: Ergebnisübersicht für den Kraftwerksbetrieb 136

Tabelle 21: Inputs und Outputs für den Kraftwerksbetrieb mit Berücksichtigung des Abscheidens und Verdichtens von CO_2 141

Tabelle 22: Flächennutzung und Flächenumwandlung durch die einzelnen Betriebsbereiche 145

Tabellen im Anhang

Tabelle 23: Kennzahlen für die Bewertung der nicht-intendierten Outputs aus dem Tagebaubetrieb bezogen auf 1 t Rohbraunkohle 169

Tabelle 24: Kennzahlen für die Bewertung der nicht-intendierten Outputs aus der konventionellen GWR bezogen auf 1 t Rohbraunkohle 170

Tabelle 25: Kennzahlen für die Bewertung der nicht-intendierten Outputs aus dem Kraftwerksbetrieb bezogen auf 1 t Rohbraunkohle 171

Tabelle 26: Kennzahlen für die Bewertung der nicht-intendierten Outputs aus dem Kraftwerksbetrieb mit CO_2-Abscheidung und Verdichtung bezogen auf 1 t Rohbraunkohle 173

Tabelle 27: Kennzahlen für die Bewertung der nicht-intendierten Outputs des Gesamtsystems „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ bezogen auf 1 MWh bereitgestellter Elektroenergie 174

11 Symbolverzeichnis

Lateinische Buchstaben

Symbol	Einheit	Bezeichnung
A	m²	Fläche
c	mg/l, kg/kg	Konzentration
c_p	kJ/kgK	spezifische Wärmekapazität
E	kJ, kWh	Energie
$\dot{E}$	kJ/a, kWh/a	Energiestrom
FN	m²·a/t	Flächennutzung
FU	m²/t	Flächenumwandlung
h	kJ/kg	spezifische Enthalpie
H	kJ	Enthalpie
$\dot{H}$	kJ/a	Enthalpiestrom
H_u	kJ/kg	unterer Heizwert
H_o	kJ/kg	oberer Heizwert
$\dot{m}$	kg/a, t/a	Massenstrom
$\hat{m}$	kg/a, t/a	maximaler Massenstrom
P	kJ/a, kW, MW	Leistung
Q	kJ	Wärme
$\dot{Q}$	kJ	Wärmestrom
t	a	Nutzungsdauer
$\dot{V}$	m³/a	Volumenstrom
$\hat{V}$	m³/a	maximaler Volumenstrom
W	kJ, kWh, MWh, TWh	Arbeit
$\dot{W}$	kJ/a, kW, MW	Leistung
x	mm, cm	Korngröße

Griechische Buchstaben

Symbol	Einheit	Bezeichnung
α	kg/t, m³/t, -	Koeffizienten, z.B. für stöchiometrische Stoffumsätze oder Verbräuche
ε	kg/t, kg/m³, kg/kJ	Emissionskoeffizienten, Emissionsfaktoren

Δ	-	Delta
η	%, -	Wirkungsgrad
λ	-	Luftzahl
μ	%, -	Massenanteil
ρ	kg/m³	Dichte (Stoffdichte, Schüttdichte)
τ	%, -	Abscheidegrad, Umsatzgrad

tiefgestellte Indizes

Index	**Bedeutung**	**Index**	**Bedeutung**
A	Asche	M	mechanisch
AB	Abscheiden	MEA	Monoethanolamin
AEW	Alkalisches-Eisen-hydroxid-Wasser	min	mindest
af	aschefrei	MU	mikrobiologische Umwandlung
AG	Abgas	MÜ	Mühle
AR	Abraum	MT	Mitteldruckturbine
B	Brückenbetrieb	N	Nutz-
BL	Belüfter	N	Stickstoff
BW	Betriebswasser	N_2	Stickstoff
C	Kohlenstoff	NB	Neutralisation und Belüftung
CH_4	Methan	NMVOC	Non-methane volatile organic compounds
Ca^{2+}	Kalzium-Ionen	NO	Stickstoffmonoxid
$CaCO_3$	Kalk, Calcit, Kalziumcarbonat	NOx	Stickoxide
CaO	Branntkalk	N_2O	Distickstoffoxid
$Ca(OH)_2$	Kalkhydrat	NT	Niederdruckturbine
CO	Kohlenmonoxid	O	Sauerstoff
CO_2	Kohlendioxid	O_2	Sauerstoff
D	Dieselkraftstoff	OFE	Oberflächenentwässerung
DA	Dieselabgas	OFW	Oberflächenwasser
DB	Druckbelüftung	Out	Output
DM	Dieselmotor	PW	Pumpwerk
E	elektrisch	RAG	Rauchgas

EF	Elektrofilter	RAGK	Rauchgaskühlung
ECO	Economizer	RBK	Rohbraunkohle
EHS	Eisenhydroxisulfate	REA	Rauchgas-entschwefelungsanlage
Eig	Eigenbedarf	REG	Reingas
f	fest	RK	Rückkühlung
F	Feuerraum	RL	Restluft
FA	Flugasche	RW	Reinwasser
Fe^{2+}	Eisen(II)-Ionen	S	Schwefel
Fe^{3+}	Eisen(III)-Ionen	SD	Schüttdichte
$Fe(OH)_3$	Eisenhydroxid, Eisen(III)-Hydroxid	SO_2	Schwefeldioxid
FHM	Flockungshilfsmittel	SO_4^{2-}	Sulfat
FBE	Filterbrunnenentwässerung	ST	Staub
FBW	Filterbrunnenwasser	stöch	stöchiometrisch
G	Grubenbetrieb	SW	Speisewasser
GE	Generator	SWP	Speisewasserpumpe
GW	Grubenwasser	T	Transformator
GWR	Grubenwasserreinigung	TGB	Tagebau
H	Wasserstoff	TH	thermisch
H_2CO_3*	Kohlensäure	TU	Turbinen
H_2O	Wasser	Ü	Überhitzer
HT	Hochdruckturbine	V	Vorschnittbetrieb
In	Input	VB	Verbrennung
Insg	insgesamt	VD	Verdampfen
K	Komponente	VDT	Verdichten
KE	Kesseleinheit	VL	Verlust
KMA	Kalkmilchaufbereitung	VW	Luftvorwärmung
KO	Kondensator	VWL	vorgewärmte Luft
KÜ	Kühlwasser	W	Wasser
KÜP	Kühlwasserpumpe	waf	wasser- und aschefrei
KW	Kraftwerk	WD	Wasserdampf
L	Luft	Z	Zerkleinerung
		ZF	Zugförderung
		ZÜ	Zwischenüberhitzer

12 Anhang

12.1 Kennzahlen für die Auswertung

Tabelle 23: Kennzahlen für die Bewertung der nicht-intendierten Outputs aus dem Tagebaubetrieb bezogen auf 1 t Rohbraunkohle

Inputs bezogen auf 1 t RBK		***Nicht-intendierte Outputs*** bezogen auf 1 t RBK	
$E_{E,V}$	2,78 kWh/t (15,7 %)	$V_{AR,V}$	1,0 m³/t
$E_{E,B}$	6,52 kWh/t (36,9 %)	$V_{AR,B}$	6,0 m³/t
		$V_{AR,TGB}$	7,0 m³/t
$E_{E,G}$	2,56 kWh/t (14,5 %)	V_{FBW}	5,44 m³/t
$E_{E,ZF}$	1,41 kWh/t (8,0 %)	V_{OFW}	1,16 m³/t
		$V_{GW,TGB}$	6,60 m³/t
		$m_{CH_4,G}$	12,1 g/t
$E_{E,FBE}$	3,62 kWh/t (20,5 %)	$m_{ST,G}$	25 mg/t
$E_{E,OFE}$	0,78 kWh/t (4,4 %)	$m_{ST,V}$	19 mg/t
$E_{E,TGB}$	17,67 kWh/t (100,0 %)	$m_{ST,B}$	114 mg/t
		$m_{ST,TGB}$	158 mg/t
		m_{DA,CO_2}	0,41 kg/t
m_D	0,13 kg/t	$m_{DA,CO}$	1,2 g/t
m_L	1,24 kg/t	m_{DA,CH_4}	17 mg/t
		$m_{DA,NOx}$	5,3 g/t
		m_{DA,N_2O}	17 mg/t
		$m_{DA,NMVOC}$	17 mg/t
		m_{DA,SO_2}	0,42 g/t
		$m_{DA,ST}$	0,44 g/t
		$m_{DA,RL}$	0,95 kg/t
		m_{DA}	1,37 kg/t
		FU_{TGB}	0,120 m²/t

Tabelle 24: Kennzahlen für die Bewertung der nicht-intendierten Outputs aus der konventionellen GWR bezogen auf 1 t Rohbraunkohle

	Oberflächenwasser (OFW)		***Filterbrunnenwasser (FBW)***		***Grubenwasser insgesamt***
Inputs					
	bezogen auf 1 m³ OFW	bezogen auf 1 t RBK	bezogen auf 1 m³ FBW	bezogen auf 1 t RBK	bezogen auf 1 t RBK
V_{GW} [m³]	1,00	1,16	1,00	5,44	6,6
m_{FHM} [g]	2,0	2,3	2,0	10,8	13,1
m_{CaO} [kg]	1,18	1,37	0,14	0,77	2,14
m_{L} [kg]	1,61	1,87	0,29	1,57	3,55
V_{BW} [m³]	0,001	0,001	0,0001	0,001	0,002
$\dot{E}_{E.GWR}$ [kWh]	0,08	0,09	0,06	0,34	0,42
Nicht-intendierte Outputs					
V_{RW} [m³]	0,89	1,04	0,99	5,36	6,4
$m_{RW,Fe^{2+}}$ [g]	2,0	2,3	2,0	10,9	13,2
$m_{RW,SO_4^{2-}}$ [kg]	2,32	2,70	0,75	4,08	6,78
$m_{NB,Ca^{2+}}$ [kg]	0,47	0,54	0,09	0,51	1,05
$m_{RW,Ca^{2+}}$ [kg]	0,92	1,07	0,09	0,51	1,58
m_{RL} [kg]	1,52	1,77	0,27	1,48	3,25
$m_{AEW,SO_4^{2-}}$ [kg]	0,28	0,33	0,01	0,05	0,38
$m_{AEW,CaCO_3}$ [kg]	0,94	1,09	0,02	0,09	1,18
$m_{AEW,Fe(OH)_3}$ [kg]	1,24	1,44	0,24	1,32	2,76
m_{AEW} [kg]	111,36	129,73	13,30	72,27	202,0

Tabelle 25: Kennzahlen für die Bewertung der nicht-intendierten Outputs aus dem Kraftwerksbetrieb bezogen auf 1 t Rohbraunkohle

Inputs		***Outputs***	
	bezogen auf 1 t RBK		bezogen auf 1 t RBK
m_{RBK}	1 t	$E_{E,T}$	853,02 kWh 3.071 MJ
m_C	270 kg		
m_H	20 kg	***Nicht-intendierte Outputs***	
m_S	7 kg	$m_{REG,af}$	5.022,89 kg
m_N	4 kg	m_{REG,CO_2}	987,58 kg
m_O	100 kg	$m_{REG,CO}$	0,62 kg
m_W	560 kg	m_{REG,N_2}	3.139,3 kg
m_A	39 kg	$m_{REG,NO}$	0,43 kg
$m_{L,VB}$	4.057,60 kg	m_{REG,SO_2}	0,70 kg
$V_{KÜ}$	119,37 m³	m_{REG,O_2}	155,54 kg
$V_{BW,REA}$	0,01 m³	m_{REG,H_2O}	738,72 kg
$m_{L,REA}$	14,44 kg	$m_{REG,FA}$	0,03 kg
$m_{CaCO_3,REA}$	20,76 kg	$m_{A,F}$	8,34 kg
$E_{E,KW}$	102,34 kWh 368 MJ	$\Delta H_{A,F}$	7.840 kJ
		$m_{FA,EF}$	33,33 kg
		$\Delta H_{FA,EF}$	3.638 kJ
		$V_{KÜ}$	119,37 m³
		$\Delta H_{KÜ,RK}$	2.518.845 kJ
		$m_{CaSO_4x2H_2O}$	35,71 kg
		Q_{RK}	3.990.036 kJ
		$Q_{VL,FZ}$	86.400 kJ
		$Q_{VL,KE}$	71.822 kJ
		$\dot{Q}_{VL,VW}$	7.425 kJ
		$Q_{VL,VD}$	109.294 kJ
		$Q_{VL,Ü}$	59.460 kJ
		$Q_{VL,ZÜ}$	35.379 kJ

	$Q_{VL,SWP}$	45.008 kJ
	$Q_{VL,ECO}$	14.815 kJ
	$Q_{VL,HT}$	81.672 kJ
	$Q_{VL,MT}$	51.312 kJ
	$Q_{VL,NT}$	130.864 kJ
	$\dot{Q}_{VL,GE}$	35.054 kJ
	$Q_{VL,T}$	31.019 kJ
	$Q_{VL,KÜP}$	27.866 kJ
	$Q_{VL,EF}$	646 kJ
	$Q_{VL,RAGK}$	83.651 kJ
	Q_{VL}	871.687 kJ
	FU_{KW}	0,001 m²

Tabelle 26: Kennzahlen für die Bewertung der nicht-intendierten Outputs aus dem Kraftwerksbetrieb mit CO_2-Abscheidung und Verdichtung bezogen auf 1 t Rohbraunkohle

Inputs		***Outputs***	
	bezogen auf 1 t RBK		bezogen auf 1 t RBK
		$E_{E,T}$	840,42 kWh 3.026 MJ
		Nicht-intendierte Outputs	
			bezogen auf 1 t RBK
$E_{E,AB}$	248,98 kWh	$m_{CO_2,AB}$	889,21 kg
$E_{E,VDT}$	99,59 kWh	$m_{MEA,Out}$	1,33 kg
$E_{E,KW}$	115,08 kWh	$m_{AG,af}$	4.133,96 kg
$V_{BW,REA}$	0,01 m³	m_{AG,CO_2}	98,80 kg
$m_{L,REA}$	15,13 kg	m_{AG,SO_2}	0,07 kg
$m_{CaCO_3,REA}$	21,74 kg	$m_{CaSO_4x2H_2O}$	37,40 kg
$m_{MEA,In}$	1,33 kg	Q_{VL}	917.057 kJ
$m_{CO_2,REG}$	988,01 kg	$FU_{AB,VDT}$	0,001 m²

Tabelle 27: Kennzahlen für die Bewertung der nicht-intendierten Outputs des Gesamtsystems „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“ bezogen auf 1 MWh bereitgestellter Elektroenergie

Nicht-intendierte Outputs	bezogen auf 1 MWh bereitgestellter Elektroenergie	
	Fallbeispiel 1	**Fallbeispiel 2** (mit CO_2-Abscheiden und Verdichten)
$V_{AR,TGB}$	8,4 m³	14,8 m³
$V_{GW,TGB}$	7,9 m³	13,9 m³
$m_{CH_4,G}$	0,02 kg	0,03 kg
$m_{ST,TGB}$	0,0002 kg	0,0003 kg
m_{DA}	1,64 kg	2,89 kg
V_{RW}	7,7 m³	13,5 m³
$m_{RW,Fe^{2+}}$	0,02 kg	0,03 kg
$m_{RW,Ca^{2+}}$	1,90 kg	3,34 kg
$m_{RW,SO_4^{2-}}$	8,11 kg	14,30 kg
m_{RL}	3,89 kg	6,86 kg
m_{AEW}	241,9 kg	426,4 kg
$m_{REG,af}$	6.015,8 kg	-
m_{REG,CO_2}	1.182,8 kg	-
m_{REG,SO_2}	0,84 kg	-
$m_{REG,FA}$	0,04 kg	0,07 kg
Q_{RK}	4.779 MJ	8.422 MJ
$m_{A,F}$	9,99 kg	17,60 kg
$\Delta H_{A,F}$	9 MJ	17 MJ
$m_{FA,EF}$	39,92 kg	70,35 kg
$\Delta H_{FA,EF}$	4 MJ	8 MJ
$V_{KÜ}$	143,0 m³	252,0 m³
$\Delta H_{KÜ,RK}$	3.017 MJ	5.317 MJ
$m_{CaSO_4 x 2H_2O}$	42,77 kg	78,94 kg
Q_{VL}	1.044 MJ	1.840 MJ
$m_{CO_2,AB}$	-	1.876,9 kg

$m_{MEA,Out}$	-	2,82 kg
$m_{AG,af}$	-	8.726,1 kg
m_{AG,CO_2}	-	208,5 kg
m_{AG,SO_2}	-	0,15 kg

12.2 Übersicht über die Subsysteme und Elemente für das Gesamtsystem „Gewinnung und Verstromung von Braunkohle“

Codierung	Bezeichnung
01	**bergbauliche Gewinnung**
01.01	**Aufschluss/Ausrichtung**
01.02	**Vorrichtung**
01.03	**Abbau/Gewinnung**
01.03.01	Vorfeldberäumung
01.03.01.01	Rückbauen von Gebäuden, Straßen und sonstigen Bauwerken
01.03.01.02	Gelände absuchen, z.B. nach Metallteilen
01.03.01.03	Roden von Forstflächen
01.03.01.04	Beräumen von Altlasten, Kiesgruben etc. im Sonderbetrieb
01.03.02	Lösen von Festgestein
01.03.02.01	Bohren
01.03.02.02	Sprengen
01.03.02.03	Aufreißen
01.03.02.04	Fräsen
01.03.03	Lösen von Lockergestein
01.03.03.01	Lösen (und Laden) von Lockergestein mit mobilem Gerät / Kombigeräte
01.03.03.02	Lösen (und Laden) von Lockergestein mit gleisgebundenem Gerät/ Kombigerät
01.03.04	Laden
01.03.04.01	Laden von Hand
01.03.04.02	Laden mit mobilem Gerät / Kombigerät
01.03.04.03	Laden mit gleisgebundenem Gerät
01.03.05	Abbauförderung
01.03.05.01	Abbauförderung mit mobilem Gerät / Kombigerät
01.03.05.02	Zugförderung
01.03.05.03	Gurtförderung
01.03.05.04	Förderung mit Wagengestell
01.03.05.05	Förderung mit Gefäß (Skip)
01.03.05.06	Pneumatische Förderung in Rohrleitungen
01.03.05.07	Hydraulische Förderung in Rohrleitungen
01.03.05.08	Kontinuierliche Bandförderung im Tagebau
01.03.05.09	Diskontinuierliche SKW-Förderung im Tagebau
01.03.06	Bewettern
01.03.06.01	Luftzufuhr
01.03.06.02	Abluftabfuhr
01.03.07	Entstauben
01.03.08	Gas absaugen
01.03.09	Klimatisieren
01.03.10	Wasserhaltung
01.03.10.01	Sperren der Wasserzuflüsse
01.03.10.02	Fassen der Wasserzuflüsse
01.03.10.03	Wasserförderung
01.03.10.04	Wasserbehandlung
01.03.11	Gebirgssicherung

01.03.11.01	Gebirgssicherung mit Ausbau
01.03.11.02	Gebirgssicherung mit Ankern
01.03.11.03	Gebirgssicherung mit Versatz
01.03.12	Straßen- und Wegebau
01.03.12.01	Bauen von Straßen und Wegen
01.03.12.02	Anlegen von Rampen
01.03.12.03	Herstellen eines Arbeitsplanums für Bagger und Absetzer
01.03.12.04	Untergrund tragfähig machen
01.03.12.05	Gleise verlegen
01.03.12.06	Gleise rücken
01.03.13	Materialtransport
01.03.13.01	Transport mit mobilem Gerät
01.03.13.02	Transport mit Zügen
01.03.13.03	Transport mit Gurtförderer
01.03.13.04	Transport in Rohrleitungen
01.03.14	Bereitstellung von Betriebsstoffen
01.03.15	Geräte- und Maschinentransport
01.03.15.01	Geräte- und Maschinentransport mit Fördermaschine
01.03.15.02	Mobiler Geräte- und Maschinentransport
01.03.15.03	Geräte- und Maschinentransport mit Gurtförderer

01.04	**Förderung**
01.04.01	Abbauförderung
01.04.02	Streckenförderung
01.04.02.01	Förderung mit mobilem Gerät
01.04.02.02	Zugförderung
01.04.02.03	Gurtförderung
01.04.03	Schachtförderung
01.04.03.01	Förderung mit Wagengestell
01.04.03.02	Förderung mit Gefäß (Skip)
01.04.04	Stollenförderung
01.04.04.01	Förderung mit mobilem Gerät
01.04.04.02	Zugförderung
01.04.04.03	Gurtförderung
01.04.04.04	Pneumatische Förderung in Rohrleitungen
01.04.04.05	Hydraulische Förderung in Rohrleitungen
01.04.05	Tagebauförderung
01.04.05.01	Kontinuierliche Bandförderung
01.04.05.02	Rücken von Bandanlagen
01.04.05.03	Reinigen von Bandanlagen
01.04.05.04	Brückenförderung
01.04.05.05	Rücken der Förderbrücke
01.04.05.06	Förderung mit mobilem Gerät / Kombigerät
01.04.05.07	Diskontinuierliche Förderung mit SKW
01.04.05.08	Diskontinuierliche gleisgebundene (Zug-)Förderung
01.04.05.09	Rücken von Gleisanlagen

01.05	**Gebirgssicherung**
01.05.01	Gebirgssicherung mit Ausbau
01.05.02	Gebirgssicherung mit Ankern
01.03.03	Gebirgssicherung mit Versatz

01.06	**Materialtransport**
01.06.01	Transport übertage
01.06.01.01	Transport mit mobilem Gerät
01.06.01.02	Transport mit Zügen
01.06.01.03	Transport mit Gurtförderer
01.06.01.04	Transport in Rohrleitungen
01.06.02	Transport im Schacht
01.06.02.01	Transport mit Fördermaschine
01.06.02.02	Transport mit Wagengestell
01.06.02.03	Transport mit Gefäß (Skip)
01.06.02.04	Transport in Rohrleitungen
01.06.03	Transport im Stollen
01.06.03.01	Transport mit mobilem Gerät
01.06.03.02	Transport mit Zügen
01.06.03.03	Transport mit Gurtförderer
01.06.03.04	Transport in Rohrleitungen
01.06.04	Transport untertage
01.06.04.01	Transport mit mobilem Gerät
01.06.04.02	Transport mit Zügen
01.06.04.03	Transport mit Gurtförderer
01.06.04.04	Transport in Rohrleitungen
01.06.05	Transport im Tagebau
01.06.05.01	Transport mit mobilem Gerät
01.06.05.02	Transport mit Zügen
01.06.05.03	Transport mit Gurtförderer
01.06.05.04	Transport in Rohrleitungen

01.07	**Reparatur/Instandhaltung**
01.07.01	Reparatur/Instandhaltung in Hauptwerkstatt übertage
01.07.02	Reparatur/Instandhaltung in Werkstatt untertage
01.07.03	Reparatur/Instandhaltung in Werkstatt im Tagebau
01.07.04	Reparatur/Instandhaltung vor Ort übertage
01.07.05	Reparatur/Instandhaltung vor Ort untertage
01.07.06	Reparatur/Instandhaltung vor Ort im Tagebau

01.08	**Personenbeförderung**
01.08.01	Personenbeförderung untertage
01.08.01.01	Mobile Personenbeförderung
01.08.01.02	Personenbeförderung mit Zügen
01.08.01.03	Personenbeförderung mit Gurtförderer
01.08.02	Personenbeförderung im Schacht
01.08.02.01	Personenbeförderung mit Fördermaschine
01.08.03	Personenbeförderung im Stollen
01.08.03.01	Personenbeförderung mit Zügen
01.08.03.02	Personenbeförderung mit Bussen
01.08.04	Personenbeförderung im Tagebau
01.08.04.01	Mobile Personenbeförderung

01.09	**Verkippen/Verladen**
01.09.01	Verkippen untertage
01.09.01.01	Fördern/Transportieren
01.09.01.02	Verkippen/Verstürzen
01.09.01.03	Planieren
01.09.02	Verkippen auf Halden

01.09.02.01	Fördern/Transportieren
01.09.02.02	Verkippen/Verstürzen
01.09.02.03	Planieren
01.09.03	Verkippen im Tagebau
01.09.03.01	Verkippen mit Absetzern
01.09.03.02	Verkippen mit Abraumförderbrücke
01.09.04	Verladen
01.09.04.01	Zugverladung
01.10	**Wasserwirtschaft**
01.10.01	Filterbrunnenentwässerung
01.10.01.01	Wasser heben in Filterbrunnen
01.10.01.02	Wasser ableiten
01.10.02	Oberflächenentwässerung
01.10.02.01	Wasserzuflüsse sperren
01.10.02.02	Wasser fassen
01.10.02.03	Wasser ableiten
01.10.03	Fördern mittels Pumpwerken
01.10.04	Zulauf
01.10.05	Druckbelüftung
01.10.05.01	Druckbelüftung mit mehreren Belüftern in verschiedenen Becken
01.10.05.02	…
01.10.06	Mikrobiologische Eisen(II)-Umwandlung
01.10.06.01	Belüftung und Nährstoffzugabe
01.10.06.02	Mikrobiologische Eisen(II)-Oxidation und Schlamm-Bildung
01.10.06.03	Abziehen und teilweise Rückführen des Schlammes
01.10.06.04	Neutralisation
01.10.07	Chemische Eisen(II)-Oxidation durch Neutralisation und Belüftung
01.10.07.01	Neutralisation in mehreren Becken
01.10.07.02	…
01.10.07.03	Belüftung mit mehreren Belüftern in verschiedenen Becken
01.10.07.04	…
01.10.08	Flockung
01.10.08.01	Flockung in mehreren Becken
01.10.08.02	…
01.10.09	Sedimentation
01.10.09.01	Sedimentation in mehreren Rundeindickern
01.10.09.02	…
01.10.10	Ablauf über Ablaufbauwerk
01.10.11	Fördern und teilweise Rückführen des Schlammes
01.10.12	Kalkmilchaufbereitung
01.10.12.01	Kalkmilchaufbereitung in mehreren Silos mit Kalklöschanlage
01.10.12.02	Bevorraten von Kalkmilch
01.10.13	Bereitstellung von Betriebswasser
01.10.13.01	Heben von Grundwasser in Brunnen 1
01.10.13.02	Heben von Grundwasser in Brunnen 2
01.10.13.03	Heben von Grundwasser in Brunnen 3
01.10.13.04	Grundwasser aufbereiten
01.10.13.05	Bevorraten von Betriebswasser
01.10.14	Wasserhaltung untertage
01.10.14.01	Sperren der Wasserzuflüsse
01.10.14.02	Fassen der Wasserzuflüsse
01.10.14.03	Wasserförderung
01.10.14.04	Wasserbehandlung

01.11	**Wetterführung**
01.11.01	Wetterführung bei der Ausrichtung
01.11.01.01	Luftzufuhr
01.11.01.02	Abluftabfuhr
01.11.01.03	Abluftreinigung
01.11.01.04	Klimatisieren
01.11.02	Wetterführung bei der Vorrichtung
01.11.02.01	Luftzufuhr
01.11.02.02	Abluftabfuhr
01.11.02.03	Abluftreinigung
01.11.02.04	Klimatisieren
01.11.03	Wetterführung beim Abbau
01.11.03.01	Luftzufuhr
01.11.03.02	Abluftabfuhr
01.11.03.03	Abluftreinigung
01.11.03.04	Klimatisieren
01.11.04	Wetterführung im Grubengebäude
01.12	**Lagern/Entsorgen/Deponieren**
01.12.01	Lagern/Entsorgen/Deponieren untertage
01.12.01.01	Fördern/Transportieren
01.12.01.02	Verkippen/Verstürzen
01.12.01.03	Planieren
01.12.02	Lagern/Entsorgen/Deponieren auf Halden
01.12.02.01	Fördern/Transportieren
01.12.02.02	Verkippen/Verstürzen
01.12.02.03	Planieren
01.12.03	Lagern/Entsorgen/Deponieren im Tagebau
01.13	**Emissionsvermeidung**
01.13.01	Anlegen von Schutzdämmen und –wällen vor Ortslagen
01.13.02	Einsatz lärmarmer Getriebe, Motoren, Rollen für Fördergurten
01.13.03	Kapselung der Antriebe von Baggern, Absetzern und Bandanlagen
01.13.04	Einhausung von Eimerrinnen und Schaufelradantrieben
01.13.05	Installation von Bedüsungseinrichtungen an Großgeräten, Übergabestellen, Antriebsstationen, Bandanlagen und Wegen (z.B. Sprühmasten und Nebelkanonen)
01.13.06	Abdecken großer Flächen mit Rindenmulch
01.13.07	Zwischenbegrünung der Abraumförderbrückenkippen
01.13.08	rasche Aufforstung Kippen- und Randflächen bzw. von Flächen vor Ortschaften
01.14	**Abbaubegleitende Rekultivierung**
01.14.01	Stabilisieren/Sichern von Böschungen
01.14.02	Aufbringen nährstoffreichen Bodens
01.14.03	Planieren von Kippen
01.14.04	Verfestigen von Kippen
01.14.05	Erschließung rekultivierter Flächen, z.B. Anlegen von Wirtschaftswegen Gräben zur Oberflächenentwässerung
01.14.06	Anlegen von Sonderflächen
01.14.07	Landschaftsgestaltung
01.15	**Auslauf/Rekultivierung**

01.16	**Betrieb der Gesamtanlage**
01.16.01	Betrieb von Hilfsgeräten und Fahrzeugen
01.16.02	Betrieb der Stromversorgungsanlagen
01.16.03	Unterhaltung der Tagesanlagen
01.16.04	Durchführen von Maßnahmen zum Gesundheits-, Arbeits- und Brandschutz
01.16.04	Sichern der Tagesanlagen und des gesamten Tagebaus
02	**Aufbereitung**
03	**Verstromung**
03.01	**Bekohlung**
03.01.01	Anlieferung der Kohle (Band oder Bahn)
03.01.02	Wagonentladung
03.01.03	Lagerung z.B. im Kohlebunker
03.02	**Brennstoffaufbereitung**
03.02.01	Abtrennen von Störstoffen (Holz, Steine, Eisen)
03.02.02	Feinzerkleinerung
03.02.02.01	Feinzerkleinerung/Mahlung mit Schlagradmühlen (für Braunkohlen)
03.02.02.02	Feinzerkleinerung/Mahlung mit Schüsselmühlen (für Steinkohlen)
03.02.03	Trocknung
03.02.03.01	Mahltrocknung (mit Heißluft)
03.02.03.02	Mahltrocknung (mit Rauchgas)
03.02.03.03	Wirbelschichttrocknung mit integrierter Abwärmenutzung (WTA)
03.02.03.04	Mechanisch-Thermische Entwässerung (MTE)
03.02.03.05	Staubabscheidung
03.02.03.06	Brüdenabscheidung
03.03	**Vergasung**
03.03.01	Dosierung und Zufuhr der Braunkohle
03.03.02	Dosierung und Zufuhr des Vergasungsmittels
03.03.02.01	Luftzerlegung
03.03.03	Vergasung
03.03.03.01	Festbettvergasung
03.03.03.02	Wirbelbettvergasung
03.03.03.03	Flugstromvergasung
03.03.03	Gasreinigung
03.03.03.01	Rohgaskühlung
03.03.03.02	Entstauben
03.03.03.03	Entschwefeln
03.03.03.04	Enthalogenisieren
03.03.04	Absaugen des Brenngases (Synthesegas)
03.03.05	Austrag der Rückstände
03.04	**Feuerung**
03.04.01	Brennstoffzufuhr
03.04.01.01	Staubabscheidung (Sichtung, Filtration)
03.04.01.02	Brüdenabscheidung
03.04.01.03	Anfahren / Zündung mit Heizöl
03.04.01.04	Dosierung und Zufuhr mit Zündbrenner
03.04.01.05	Dosierung und Zufuhr mit Brüdenbrenner
03.04.01.06	Dosierung und Zufuhr mit Brenner

03.04.02	Sauerstoffzufuhr
03.04.02.01	Ansaugen von Frischluft (Primär- und Sekundärluft)
03.04.02.02	Luftzerlegung
03.04.02.03	Förderung mit Gebläse
03.04.02.04	(Luft-)Vorwärmung
03.04.02.05	Zuteilung
03.04.02.06	Dosierung und Zufuhr mit Brenner
03.04.03	Rauchgasrezirkulation
03.04.04	Verbrennung
03.04.04.01	Rostfeuerung
03.04.04.02	Staubfeuerung
03.04.04.03	Wirbelschichtfeuerung
03.04.04.04	Zyklonfeuerung
03.04.05	Austrag der Verbrennungsrückstände
03.04.05.01	Absaugen der Rauchgase
03.04.05.02	Rauchgaskühlung
03.04.05.03	Entschlackung (trocken oder nass)
03.04.05.04	Entaschung
03.04.05.05	Filtration (bei Nassentschlackung)
03.04.05.06	Transport der Asche
03.04.05.07	Kühlung der Asche
03.04.05.08	Lagerung der Asche
03.04.05.09	Deponierung der Asche im ausgekohlten Tagebau
03.04.06	Mitverbrennung von Klärschlamm
03.04.07	Mitverbrennung von Tiermehl
03.05	**Dampferzeugung**
03.05.01	Wärmeaustausch
03.05.01.01	Verdampfen
03.05.01.02	Überhitzen
03.05.01.03	Zwischenüberhitzen
03.05.02	Speisewasservorwärmung
03.05.02.01	Druckerhöhung mit Speise(wasser)pumpe
03.05.02.02	Speisewasservorwärmung im Economizer
03.05.02.03	Mehrstufige Vorwärmung
03.05.03	Wasser/Dampf-Trennung
03.05.03.01	Wasser/Dampf-Trennung mit Trommel
03.05.03.02	Wasser/Dampf-Trennung mit Abscheidezyklon
03.05.04	Reinigung der Heizflächen
03.05.04.01	Entfernen der Beläge mit Luftstrahlen
03.05.04.02	Entfernen der Beläge mit Wasserstrahlen
03.05.04.03	Entfernen der Beläge mit Dampfstrahlen
03.05.05	Speisewasseraufbereitung
03.05.05.01	Entgasen
03.05.05.02	Entsalzen (z.B. durch Ionenaustausch)
03.06	**Energieumwandlung in der Turbogruppe**
03.06.01	Energieumwandlung in Gasturbinen
03.06.02	Energieumwandlung in Dampfturbinen
03.06.02.01	Energieumwandlung in Hochdruck-Dampfturbinen
03.06.02.02	Energieumwandlung in Mitteldruck-Dampfturbinen
03.06.02.03	Energieumwandlung in Niederdruck-Dampfturbinen
03.06.03	Energieumwandlung in Generatoren
03.06.04	Auskoppeln von Fernwärme

03.07	**Kondensation/Rückkühlung**
03.07.01	Kondensation in der Kondensatoranlage
03.07.01.01	Kondensation in Mischkondensatoren
03.07.01.02	Kondensation in Oberflächenkondensatoren
03.07.01.03	Erzeugen von Unterdruck (Vakuum)
03.07.01.04	Entgasen
03.07.02	Kühlung
03.07.02.01	Frischwasserkühlung ohne Ablaufkühlung
03.07.02.02	Frischwasserkühlung mit Ablaufkühlung in Rückkühlanlage (Nass-, Trocken- oder Hybridkühltürme)
03.07.02.03	Kreislaufkühlung mit Rückkühlanlage (Nass-, Trocken- und Hybridkühltürmen)
03.07.03	Fördern
03.07.03.01	Fördern mit Kühlwasserpumpen
03.08	**Rauchgasreinigung**
03.08.01	Rauchgaskühlung
03.08.02	Enstauben/Staubabscheiden
03.08.02.01	Staubabscheiden mit Zyklonen
03.08.02.02	Staubabscheiden im Gewebefilter
03.08.02.03	Staubabscheiden mit Elektrofiltern
03.08.03	Entschwefelung (nass und trocken)
03.08.03.01	Bevorraten des Absorbers bzw. der Absorbersuspension
03.08.03.02	Kalksteinwäsche
03.08.03.03	Gipsentwässerung
03.08.03.04	Ammoniakwäsche
03.08.03.05	Abwasserreinigung
03.08.04	Entstickung
03.08.04.01	SNCR-Verfahren
03.08.04.02	SCR-Verfahren
03.08.05	Wasserabscheidung (Tropfenabscheider)
03.08.06	Abgaskühlung
03.09	**CO_2-Abscheiden und Verdichten**
03.09.01	Chemische Absorption
03.09.01.01	Rauchgaskühlung
03.09.01.02	CO_2-Absorption
03.09.01.03	Desorption/Regeneration des Absorptionsmittels (Waschmittel)
03.09.02	Physikalische Absorption
03.09.02.01	Rauchgaskühlung
03.09.02.02	CO_2-Absorption
03.09.02.03	Desorption/Regeneration des Absorptionsmittels (Waschmittel)
03.09.03	CO_2-Verdichten
03.10	**Wasserwirtschaft**
03.10.01	Speisewasserversorgung (aus Wasserhaltung Tagebau oder Entnahme aus Oberflächengewässer oder Grundwasser)
03.10.02	Speisewasseraufbereitung
03.10.03	Kühlwasserversorgung
03.10.04	Kühlwasseraufbereitung
03.10.05	Abwasserreinigung (Reinigung technologischer Abwässer)
03.10.05.01	Entwässerung (z.B. Asche oder Gips) Sedimentation / Filtration
03.10.05.02	Sedimentation
03.10.05.03	Klärung (Betriebskläranlage)

03.10.06	Wasserförderung
03.10.07	Ableitung in den Vorfluter
03.11	**Bereitstellen von Elektroenergie**
03.11.01	Einspeisen ins Stromversorgungsnetz
03.11.02	Eigenbedarfsversorgung
03.12	**Lagern/Bevorraten/Verladen**
03.12.01	Lagern
03.12.01.01	Lagern auf Halden
03.12.01.02	Deponierung im Tagebau
03.12.02	Bevorraten
03.12.02.01	Bevorraten in Bunkern
03.12.03	Verladen
03.13	**Reparatur/Instandhaltung**
03.14	**Betrieb der Gesamtanlage**
03.14.01	Betrieb des Kesselhauses (Feuerung und Dampferzeugung)
03.14.02	Betrieb der Maschinenhalle (Turbogruppe)
03.14.03	Betrieb der Rauchgasreinigung
03.14.04	Betrieb der Kühltürme
03.14.05	Regelung mit Leittechnik